

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN EL CHOTA EN BASE A PROCESOS ESTOCÁSTICOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

Autor:

Alicia Beatriz Farinango Gramal

Director:

MSc. Segundo Hernán Pérez Cruz

Ibarra - Ecuador

2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	100376659-7		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Alicia Beatriz Farinango Gramal		
DIRECCIÓN:	Otavalo, Comunidad de Agato, Sector Santillán Uco		
EMAIL:	abfarinangog@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	062-690-036	TELÉFONO MÓVIL:	0963296842

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN EL CHOTA EN BASE A PROCESOS ESTOCÁSTICOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.
AUTOR (ES):	Farinango Gramal Alicia Beatriz
FECHA: DD/MM/AAAA	11/12/2019
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	MSc. Hernán Pérez

2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 11 días del mes de Diciembre de 2019

EL AUTOR:

(Firma).....

Nombre: Alicia Beatriz Farinango Gramal



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Yo Farinango Gramal Alicia Beatriz, con cedula de identidad No. 100376659-7, manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la ley de propiedad intelectual del Ecuador, articulo 4, 5 y 6 en calidad de autor del trabajo de grado denominado: **“ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN EL CHOTA EN BASE A PROCESOS ESTOCÁSTICOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.”**. Que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes mencionada, aclarando que el trabajo aquí descrito es de mi autoría y que no ha sido previamente presentando para ningún grado o calificación profesional. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

.....

Firma

Nombre: Alicia Beatriz Farinango Gramal

C.I. 100376659-7

Ibarra, 11 de diciembre del 2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

DECLARACIÓN

Yo, Farinango Gramal Alicia Beatriz, con cédula de identidad N.º 100376659-7, declaro bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de autoría y que no ha sido previamente presentado en ningún grado o calificación profesional.

A través de la presente declaración cedo los derechos de autor de la propiedad intelectual correspondiente a este trabajo a la Universidad Técnica del Norte, según establecido por las Leyes de la Propiedad, Reglamentos y Normativas vigentes de la Universidad Técnica del Norte

Ibarra, 11 de diciembre del 2019


.....
Farinango Gramal Alicia Beatriz
C.I. 100376659-7



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN

MSc. Hernán Pérez

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por la señorita estudiante: Alicia Beatriz Farinango Gramal certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **"ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN EL CHOTA EN BASE A PROCESOS ESTOCÁSTICOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A."** para la obtención de título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Hernán Pérez", is written over a horizontal dotted line.

MSc. Hernán Pérez
DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

El trabajo de grado realizado se la dedico con mucho cariño a mis padres quienes me brindaron siempre su apoyo incondicional en cada etapa de la vida, valoro el sacrificio que hicieron para que pueda cumplir mis metas sin rendirme, los amo y los respeto.

A mis hermanas y hermanos los que a pesar de todo estuvieron presentes dándome su cariño en cada instante para continuar adelante en mi vida estudiantil, son el motor de mi vida.

*“Lo esencial de la vida es no perder la orientación
conservando intacta la locura del corazón”*

Gabriel García Márquez

AGRADECIMIENTOS

A mi director, MSc. Hernán Pérez quien compartió sus conocimientos y tuvo la confianza y la paciencia para que desarrolle el trabajo, también agradezco al ing. Omar Chacón por brindar su ayuda y también al ing. Omar Chacón por su ayuda constante, siempre de forma amable y desinteresada.

Tabla de contenidos

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....	II
2. CONSTANCIAS.....	II
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	III
DECLARACIÓN	IV
ACEPTACIÓN	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
Tabla de contenidos	VIII
Índice de figuras	XI
Resumen	XIII
Abstract	XIII
Introducción.....	XIV
A.1. Contextualización	XIV
A.2. Planteamiento del problema	XIV
A.3. Formulación del problema	XV
A.4. Justificación del trabajo	XV
A.5. Alcance del trabajo	XVI
A.6. Viabilidad del trabajo	XVI
A.7. Objetivo general	XVI
A.8. Objetivos específicos.....	XVI
CAPÍTULO 1	1
Teoría de confiabilidad en subestaciones eléctricas.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Sistemas eléctricos.....	1
1.2.1. Generación.....	1
1.2.2. Transmisión.....	1

1.2.3. Subtransmisión.....	1
1.2.4. Distribución.....	1
1.3. Subestación eléctrica.....	3
1.3.1. Tipos de subestaciones.	3
Subestaciones de maniobra	4
Subestaciones de transformación.....	4
1.4. Equipos y elementos primarios de una subestación.	5
1.4.1. Barra	5
1.4.2. Transformadores de potencia	7
1.4.3. Transformador de corriente	7
1.4.4. Transformadores de potencial	7
1.4.5. Interruptor de potencia.....	7
1.4.6. Seccionador	7
1.4.7. Surge arrester (descargador de sobretensión).....	7
1.4.8. Conductores y cables	8
1.4.9. Relés de protección.....	8
1.4.10. Puesta a tierra	8
Características del terreno.....	9
1.4.11. Aislamiento eléctrico.....	9
1.5. Coordinación de aislamiento en subestaciones.	9
1.6. Fundamentos de probabilidad y estadística	10
1.6.1. Probabilidad	10
1.6.2. Medidas de centralización	11
<u>1.6.3. Medidas de dispersión</u>	<u>12</u>
1.7. Teoría de confiabilidad	14
1.7.1. Métodos en el estudio de confiabilidad.	14
Método determinístico	14
Método estocástico.....	14
Cadenas de Márkov.....	15

Simulación de Monte Carlo.....	15
Distribución de Weibull	15
Distribución normal.....	16
1.8. Confiabilidad de una subestación eléctrica.....	16
1.8.1. Importancia del estudio de confiabilidad.....	18
1.9. Índices básicos de confiabilidad.....	18
1.9.1. Tasa de falla.....	19
1.9.2. Tiempo de reparación.....	20
1.9.3. Tiempo anual de desconexión esperado	20
1.10. Configuraciones básicas de confiabilidad	22
1.10.1. Conexión lógica serie	22
1.10.2. Conexión lógica en paralelo.....	23
1.10.3. Conexión lógica mixto	24
Capítulo 2	26
Método de estudio de confiabilidad en la subestación El Chota	26
2.1. Introducción.....	26
2.2. Subestación El Chota	26
2.2.1. Ubicación Física de la subestación	26
2.2.2. Alimentación.....	26
2.2.3. Barra de llegada.....	26
2.2.4. Pario de 69kV.....	27
2.2.5. Patio de transformación.....	27
2.2.6. Patio de 13,8 kV.....	27
2.2.7. Conductores.....	27
2.3. Alimentadores de la subestación el Chota	28
2.4. Registro de índices de desconexión	29
2.5. Modelo de la red	30
2.5.1. Representación del sistema.....	30
2.5.2. Estructura topológica	31

2.6. Metodología aplicada para el análisis de confiabilidad.....	31
2.6.1. Procedimiento para el análisis de confiabilidad de la subestación.....	32
2.6.2. Diagrama de flujo.....	32
2.7. Índices de confiabilidad.....	34
2.8. Sistema topológico de la red.....	34
2.9. Cálculo de confiabilidad actual.....	38
Capítulo 3	43
Análisis de la propuesta de la metodología	43
3.1. Introducción.....	43
3.1.1. La subestación El Chota.....	43
3.2. Simulación de confiabilidad de la subestación El Chota.....	43
3.2.1. Configuración actual.....	44
3.2.2. Configuración de la red propuesta.....	44
Barra simple	44
Barra doble.....	46
Conclusiones	49
Recomendaciones	50
BIBLIOGRAFÍA	51
ANEXOS	54
Anexo 1: Placa de características de los equipos de la subestación.....	54
<u> </u> Anexo 2: Simulación de Monte Carlo en Matlab.....	60

Índice de figuras

Figura. 1 Estructura de un sistema eléctrico	2
Figura 2. Clasificación general de las subestaciones eléctricas	4
Figura 3 Tensiones de paso y de contacto.....	8
Figura. 4 Curva de Confiabilidad.....	10
Figura 5 Diagrama de espacio de estados de dos elementos de un sistema	15
Figura 6. Campana de Gauss	16
Figura 7 Función de confiabilidad	17
Figura 8 Curva de Confiabilidad.....	17
Figura 9 Secuencia operativa de un equipo	19
Figura 10 Sistema de dos componentes en serie	22
Figura 11 Sistema de dos componentes en paralelo.....	23
Figura. 12 Sistema de componentes mixto	24
Figura 13 Diagrama unifilar de la subestación El Chota.....	31
Figura 14. Diagrama de Flujo para simulación de Monte Carlo y Probabilidades.....	33
Figura 15. Modelo topológico actual de la subestación El Chota	35
Figura 16. Selección de elementos del sistema topológico en serie.....	36
Figura 17. Primera reducción de bloques.....	37
Figura 18a. Segunda reducción de bloques Figura 18b. Tercera reducción de bloques	37
Figura 19. Equivalente de reducción del sistema	38
Figura 20 Histograma de confiabilidad actual	44
Figura 21 Diagrama de barra simple.....	45
Figura 22 Histograma de confiabilidad de barra simple.....	46
Figura 23 Diagrama de barra doble	47
Figura 24 Histograma de confiabilidad de doble barra	47

Índices de tablas

Tabla 1.1. ventajas y de desventajas de configuraciones de barras.....	6
Tabla 2. 1. Características de conductores de la subestación El Chota.....	28
Tabla 2. 2 Datos de los alimentadores de la subestación El Chota	28
Tabla 2. 3 Interrupciones de la subestación el chota.....	29
Tabla 2. 4 Índices de desconexión de la subestación El Chota.....	30
Tabla 2. 5 Valores típicos de tasa de falla y tiempo medio de reparación en equipos de sistemas de distribución.....	34
Tabla 2. 6. Datos de índice de cada elemento	38

Resumen

El presente estudio planteado se lo realiza con el fin de determinar la confiabilidad de la subestación de distribución El Chota mediante un análisis de los parámetros estadísticos que intervienen en el comportamiento del sistema de cada uno de los elementos que la conforman; para esto se debe tener presente los conceptos básicos de calidad, disponibilidad y conceptos de confiabilidad, se evalúan las diferentes metodologías que existen en el análisis de los procesos estocásticos con el fin de definir el método ideal. El método de Montecarlo planteado permite observar la representación estadística de la subestación. Su programación realizada en Matlab no solo permite calcular la disponibilidad del sistema si no que mediante la representación gráfica del histograma hace posible analizar la disponibilidad del sistema y las posibles alternativas planteadas, para ello es necesario realizar el mayor número de interacciones posibles con fin de que los valores obtenidos por cada configuración planteada sean lo más cercanos a la realidad.

Palabras claves: Disponibilidad, probabilidad, operación, procesos estocásticos, confiabilidad.

Abstract

The present study is carried out in order to determine the reliability of the El Chota distribution substation through an analysis of the statistical parameters that intervene in the behavior of the system of each element; For this the concepts of quality, availability and reliability must be clear, the different methodologies that exist in the analysis of stochastic processes were evaluated in order to define the ideal method. Monte Carlo method proposed allows us to observe the statistical representation of the substation. Its programming carried out in Matlab not only allows to calculate the availability of the system but also that through the graphical representation of the histogram makes it possible to analyze the availability of the system and the possible alternatives proposed, for this it is necessary to carry out the greatest number of possible interactions in order to the values obtained by each configuration raised are as close to reality.

Keywords: Availability, probability, operation, stochastic processes, reliability.

Introducción

A.1. Contextualización

El acelerado crecimiento poblacional conlleva a un aumento de la demanda de la energía eléctrica, la misma que hoy en día su continuidad de servicio es indispensable para la sociedad ya que permite satisfacer diferentes necesidades, como, brindar iluminación, puesta en funcionamiento de equipos domésticos hasta el funcionamiento de grandes maquinarias a nivel industrial, por ello se puede decir que la electricidad es la energía fundamental para el desarrollo de nuevas tecnologías, desde la generación hasta los usuarios de forma eficiente y con calidad (Chusin & Escobar, 2015)

Un sistema eléctrico está sujeto a diversos factores externos e internos, los mismos que pueden afectar el adecuado funcionamiento de los equipos y elementos que lo conforman.

Todos los equipos que conforman el sistema eléctrico deben encontrarse en óptimas condiciones ya que al existir algún tipo de falla estos tengan la capacidad de seguir en funcionamiento sin que se afecte sus condiciones iniciales de fábrica. La confiabilidad del sistema eléctrico debe tener altos niveles de disponibilidad del sistema que asegure su funcionamiento en forma adecuada ante perturbaciones y fallas del sistema.

“La confiabilidad, es la probabilidad de que un equipo o un sistema cumpla con su misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un periodo determinado.” (Zapata, 2013). cuando se tiene un sistema confiable se puede decir que existe disponibilidad de servicio.

Para mantener al sistema eléctrico en condiciones adecuadas es necesario realizar un estudio de confiabilidad del mismo; (Arriagada, 1994) menciona que la confiabilidad es una función que muestra la probabilidad de continuar de forma viva, es decir, seguir en funcionamiento o fallar en un cierto periodo de tiempo. Se debe tomar en cuenta que al realizar el estudio de confiabilidad de un sistema eléctrico, el mismo experimenta diversas situaciones que pueden generar cortes de servicio, debido a que los elementos del sistema sufren desperfectos o falla por condiciones ambientales o accidentes de operaciones (Siguenza & Zúñiga, 2012).

A.2. Planteamiento del problema

La subestación el Chota se encuentra ubicada en la provincia de Imbabura cantón Ibarra parroquia Ambuquí, su área de extensión es de 1.593,53 metros cuadrados, con coordenadas de 828.024,131 en X & 10.052.230,913 en Y, sus límites son la panamericana norte en la parte frontal y de una propiedad privada en sus otros extremos; esta subestación distribuye

energía eléctrica a los sectores de San Vicente, Pusilí, Montevideo, Pimampiro, El Chota, Tumbabiro, Pablo Arenas y Cahuasquí, dichos sectores son de influencia turística y a su vez dedicada a la pequeña agroindustria. La subestación El Chota es de tipo exterior, de distribución y de paso, forma parte del sistema de subtransmisión de EMELNORTE, su tensión primaria es 69 kV y su tensión secundaria es 13,8 kV, su derivación nace desde la subestación Alpachaca con un tramo aproximado de 17,3 km hasta la subestación el Chota.

Los índices de frecuencia media de interrupción (FMIK) y tiempo total de interrupción (TTIK) proporcionados por el departamento de planificación de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. son de 10.26 y 14.57 respectivamente, estos datos fueron recopilados durante enero 2018 a marzo 2019, los índices antes mencionados superan los límites establecidos por ARCONEL en la regulación 005/18 que son de 7.0 FIMK y 10.0 TTIK en zona urbanas y 9.5 FIMK y 16.0 TTIK en zonas rurales; por ello se plantea realizar un estudio que permita atenuar estos indicadores, así, permitiendo la mejora de la continuidad de servicio y calidad de energía eléctrica a los usuarios.

Es necesario considerar que en EMELNORTE no cuenta con un estudio y análisis de confiabilidad del sistema eléctrico de subestaciones que permita mejorar la calidad del sistema eléctrico con adecuadas configuraciones y condiciones de operación de los elementos de la subestación, esta información fue proporcionada por el departamento de planificación de la empresa.

A.3. Formulación del problema

¿Qué tipo de metodología se debe implementar para mejorar la confiabilidad de la subestación el Chota y cuáles son las tareas que se debe plantear posterior al estudio realizado?

A.4. Justificación del trabajo

De acuerdo con las nuevas exigencias de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, en la regulación 004/01 los sistemas eléctricos de distribución deben presentar un alto índice de confiabilidad de servicio eléctrico reduciendo los cortes de energía eléctrica a usuarios finales. Para cumplir con este requerimiento las empresas eléctricas de distribución deben plantear alternativas técnicas para reducir la frecuencia y el tiempo de interrupción.

Las características técnicas de los equipos que conforman la subestación El Chota permitirá plantear alternativas para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico mediante reconfiguración de sus elementos, una empresa de distribución debe mantener la confiabilidad del sistema eléctrico debe cumplir los límites establecidos por el ARCONEL en un nivel

adecuado, mediante el análisis de datos estadísticos de la frecuencia media de interrupción FMIk y el tiempo total de interrupción TTIk.

El presente trabajo se lo realiza con el fin de que el sistema eléctrico de la subestación El Chota opere de manera confiable y que sus niveles de operación sean los esperados; buscando que los elementos en la subestación se encuentren en condiciones adecuadas. Este tipo de estudio permitirá pronosticar el comportamiento del sistema eléctrico que conforma la subestación.

A.5. Alcance del trabajo

El estudio de confiabilidad del sistema eléctrico se lo realizará en la subestación El Chota de la Empresa Eléctrica Regional EMELNORTE S. A. en base a procesos estocásticos, con el fin de determinar el nivel de confiabilidad de la subestación actual y realizar una propuesta alternativa posterior al estudio.

A.6. Viabilidad del trabajo

Se pretende realizar un estudio que pueda determinar la disponibilidad de los elementos en la subestación El Chota, es posible realizar el estudio y la investigación debido al convenio existente entre la empresa regional EMELNORTE y la Universidad Técnica del Norte, por lo cual se puede acceder a la base de datos existentes que proporciona la empresa distribuidora EMELNORTE, para realizar el estudio.

A.7. Objetivo general

Realizar un estudio de la confiabilidad de la subestación El Chota en base a procesos estocástico.

A.8. Objetivos específicos

1. Realizar investigación bibliográfica de los elementos que conforman un sistema eléctrico de potencia y las diferentes metodologías para el estudio de confiabilidad.
2. Aplicar la metodología de estudio de confiabilidad en la subestación en base a procesos estocásticos mediante Matlab.
3. Diseñar las posibles topologías para el mejoramiento de confiabilidad de la subestación en estudio.

CAPÍTULO 1

Teoría de confiabilidad en subestaciones eléctricas

1.1. Introducción.

El capítulo 1 expone conceptos importantes relacionados con los estudios de confiabilidad, así como las metodologías utilizadas para el estudio de la misma con el fin de determinar el tipo de método más apropiado.

1.2. Sistemas eléctricos.

Un sistema eléctrico es un sistema interconectado mediante el cual es posible generar la energía eléctrica, transportarla y distribuirla de manera eficiente, segura y de calidad (Vásquez, 2013). Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está conformado por: Generación, transmisión, subtransmisión y distribución.

1.2.1. Generación

Es el componente encargado de suministrar energía eléctrica por medio de las centrales generadoras (hidroeléctricas, geotérmicas, termoeléctricas, solares, eólicas, etc.) al sistema eléctrico (Vega, n.d.).

1.2.2. Transmisión

La energía eléctrica debe ser transmitida y utilizada en el mismo momento que se genera, por tal motivo es necesario disponer de un sistema eléctrico que permita transmitir la energía producida en los centros de generación a niveles de 500, 230, 138kV establecidos en el Ecuador. Las líneas de transmisión son los elementos encargados de transportar la energía hasta el sistema de subtransmisión, a través de distintas etapas de transformación (Vásquez, 2013).

1.2.3. Subtransmisión.

El sistema de subtransmisión se encuentra limitado entre las subestaciones de transmisión y subestación de subtransmisión, generalmente en nuestro país a partir de 69kV nace el sistema de distribución; el sistema de subtransmisión llega hasta las subestaciones de niveles de 69 kV que es alto voltaje (Vásquez, 2013), esta subestación reduce los niveles de voltaje a niveles de distribución de 13,8kV en EMELNORTE.

1.2.4. Distribución

El sistema de distribución eléctrica es la disposición adoptada por los conductores que transmiten la energía eléctrica hasta los transformadores de distribución que transforman la energía eléctrica de 13,8kV a niveles de baja tensión 120-240V en monofásico y 127-220V en trifásico hasta llegar a los consumidores (Vásquez, 2013).

Los sistemas de generación, transmisión y distribución que en conjunto forman el sistema eléctrico tiene como fin abastecer de energía eléctrica a los usuarios del país, desde usuarios residenciales hasta las grandes industrias garantizando que las pérdidas de energía eléctrica sean mínimas (Venegas, 2012). Véase Figura 1.

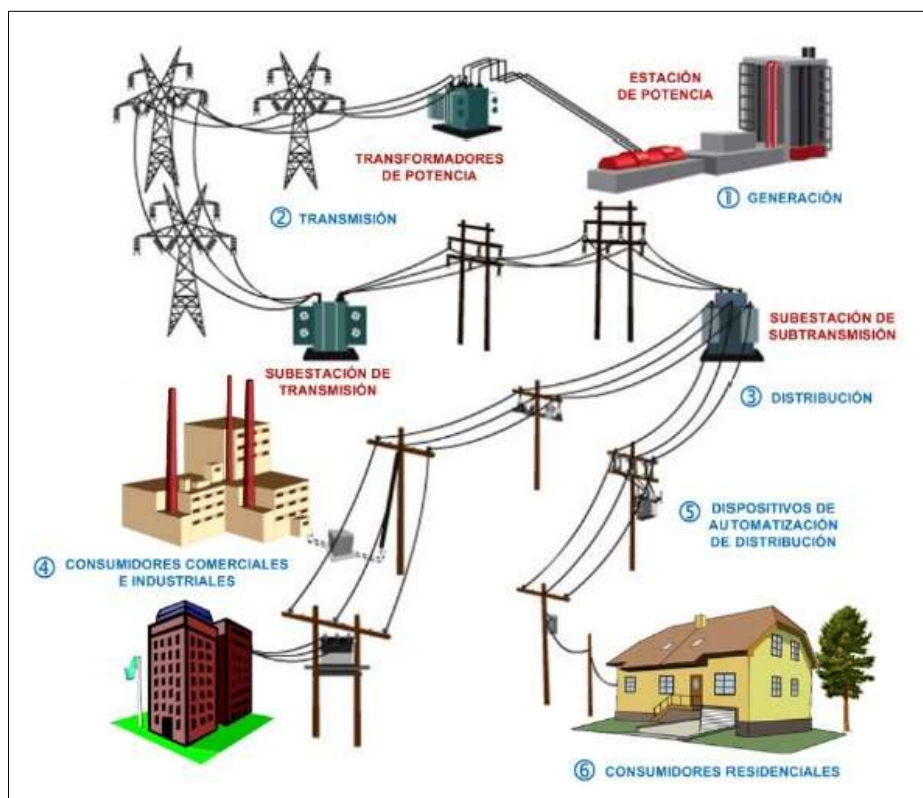


Figura. 1 Estructura de un sistema eléctrico
Fuente: (Tama,2018)

En la Figura 1 se observa las diferentes etapas del sistema eléctrico desde la generación hasta el consumidor final ya sea industrial o residencial.

Los niveles de tensión establecidos en Ecuador son de 500, 230, 138kV a nivel de transmisión, 69, 46, 34,5kV en subtransmisión, 13,8 y 22kV en distribución primaria y 220-127V, 240-120V en distribución secundaria (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2018).

1.3. Subestación eléctrica

Una subestación es el punto de conexión eléctrico dentro de un sistema de potencia que uno dos subsistemas de diferentes o iguales niveles de tensión y de corriente, de igual manera recibe y entrega la energía producida en centrales generadoras, maniobrando y controlando el destino final hasta los consumidores (Chusin & Escobar, 2015).

Una subestación eléctrica se encuentra conformada por equipos de transformación, sistemas de protección, sistemas de medición, seccionamiento y sistemas de control en diferentes tipos de configuraciones dependiendo de la importancia de los consumidores (Ramírez, 2003).

Los equipos se encuentran ubicados en el patio de maniobras y cuartos de control que pueden ser supervisados, controlados y monitoreados de manera local y/o remota (Ramírez, 2003).

1.3.1. Tipos de subestaciones.

Las subestaciones eléctricas se clasifican de acuerdo con diferentes criterios. En la Figura 2 se presenta la clasificación de las subestaciones (Trashorras, 2015).

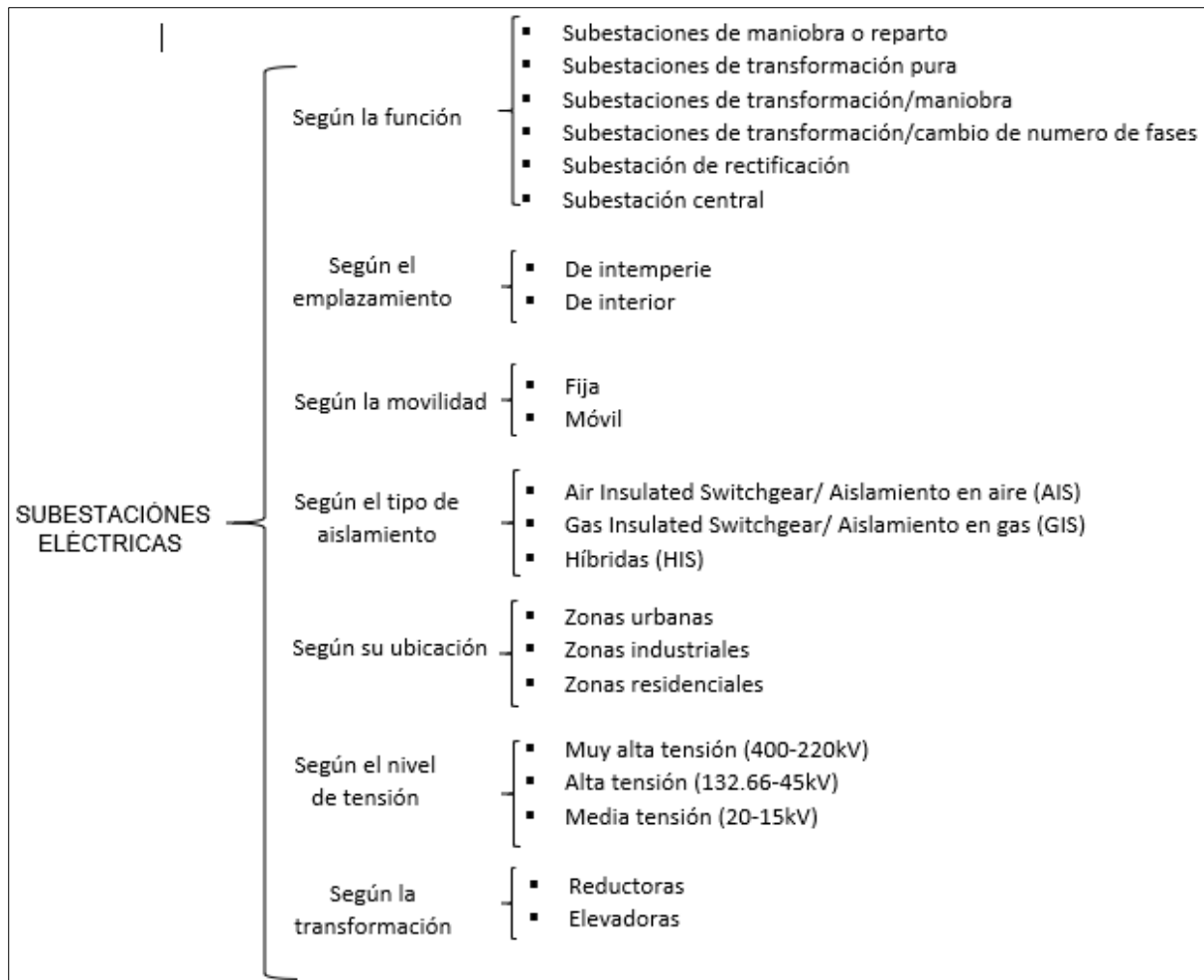


Figura 2. Clasificación general de las subestaciones eléctricas
Fuente: (Trashorras, 2015)
Editado por el autor

A continuación, se detallan los tipos de subestaciones más implementadas en el sistema eléctrico del Ecuador.

- Subestaciones de maniobra

Este tipo de subestaciones se caracterizan por carecer de transformador y por ende operar a una sola tensión. Las subestaciones de maniobra se utilizan para conectar varios circuitos o líneas para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas del sistema (Nuñez, 2015).

- Subestaciones de transformación

Son las encargadas de transformar la energía eléctrica mediante uno o más transformadores (Robalino, 2016). Estas subestaciones pueden ser elevadoras o reductoras de tensión.

- Subestación elevadora

Una subestación elevadora ubicada junto a una central de generación es el punto de conexión eléctrico entre la generación y transmisión de energía. Su función principal es elevar los niveles de voltaje y reducir los niveles de corriente manteniendo constante la potencia aparente de generación. Esto se lo realiza a través de transformadores de potencia con sus respectivos equipos de protección y seccionamiento, para transportar grandes bloques de energía a los centros de consumo ubicados a distancias considerables del punto de generación (Alcantar, 2017).

- Subestación reductora

Una subestación reductora es el punto de conexión eléctrico entre las líneas de transmisión y líneas de subtransmisión, líneas de subtransmisión con alimentadores de distribución. Su función principal es reducir los niveles de voltaje y aumentar los niveles de corriente manteniendo constante la potencia aparente de generación a través de transformadores de potencia con sus respectivos equipos de protección y seccionamiento, para distribuir grandes bloques de energía a los centros de consumo (Alcantar, 2017).

1.4. Equipos y elementos primarios de una subestación.

Los equipos de patio dependiendo de sus especificaciones técnicas y características se encargan de la transformación, protección, seccionamiento y medición, (Molina, 2017). Los mismos que se describen a continuación

1.4.1. Barra

Una barra es un elemento físico conformado básicamente por pórticos, cadena de aisladores, conductores o barras de cobre huecas, conectores y herrajes de acuerdo con la corriente nominal y de cortocircuito de diseño. Es un nodo eléctrico que interconecta las diferentes etapas de una subestación, la cual recibe o distribuye la energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de configuraciones de barras de acuerdo con los niveles de confiabilidad y la importancia de esta; a en la Tabla 1.1 se presenta las ventajas y desventajas de cada configuración conforme a la tendencia europea debido a que la misma es la más implementada en el Ecuador.

Tabla 1.1. Ventajas y de desventajas de configuraciones de barras

Configuraciones de barras	Ventajas	Desventajas
Barra simple	<ul style="list-style-type: none"> - Sencilla estructura. - Ocupa poco espacio - Bajo costo. - Fácil maniobra 	<ul style="list-style-type: none"> - Ante alguna falla deja fuera de servicio todo el sistema de la subestación. - Baja confiabilidad. - Difícil mantenimiento.
Barra principal y barra de transferencia	<ul style="list-style-type: none"> - Permite realizar mantenimiento en las barras sin suspender el servicio. - Buena confiabilidad. - Configuración económica inicial y final a pesar de existir interruptor de transferencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Falta de seguridad de la configuración.
Doble barra	<ul style="list-style-type: none"> - Flexible y confiable - Permite separar circuitos en cada una de las barras - Es posible realizar mantenimiento de barras sin suspender el servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> - No es segura cuando se presenta fallas en barras e interruptores. - Para realizar el mantenimiento de interruptores es necesario suspender el servicio de la respectiva salida.
Doble barra más seccionador de By-pass	<ul style="list-style-type: none"> - Es posible realizar mantenimiento de interruptores sin suspender el servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere gran cantidad de equipos. - No es flexible ni confiable. - Alto costo
Barra doble más seccionador de transferencia	<ul style="list-style-type: none"> - Es posible realizar mantenimiento de interruptores sin suspender el servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto costo. - No tiene flexibilidad ni confiabilidad
Doble barra más barra de transferencia	<ul style="list-style-type: none"> - Confiabilidad y flexibilidad. - Costo económico en su implementación 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto costo mantenimiento

Fuente: (XM filial de ISA SA, 2016)
Editado por el autor

1.4.2. Transformadores de potencia

El transformador es el elemento más importante de una subestación, su función principal es de elevar o reducir los niveles de voltajes y corrientes, mediante la transferencia de potencia del devanado primario al secundario bajo el principio de inducción electromagnética manteniendo constante su potencia y frecuencia (Castro & Herrera, 2013).

1.4.3. Transformador de corriente

Los transformadores de corriente se utilizan para medir señales de corriente del sistema en su devanado primario y reducirlas a un nivel seguro y medible en los devanados secundarios; señales que son utilizadas en los equipos de medición, protección y control; su conexión con el sistema a medirse es en serie (Veintimilla & Luna, 2016).

1.4.4. Transformadores de potencial

Los transformadores de potencial tienen la función de reducir las señales de tensión obtenidas en nivel de transmisión a un nivel seguro y medible en los devanados secundarios, señales que son utilizadas en los equipos de medición, protección y control; su conexión con el sistema a medirse es en paralelo (Veintimilla & Luna, 2016).

1.4.5. Interruptor de potencia

Ramírez (1991) menciona qué, los interruptores de potencia son dispositivos electromecánicos de interrupción, capaces de conducir o interrumpir la corriente en condiciones normales o condiciones anormales como son las de cortocircuito; por lo tanto, su función principal es de conectar y desconectar los equipos en caso de falla, su maniobra se lo realiza con carga y su apertura no es visible (Molina, 2017).

1.4.6. Seccionador

Un seccionador es un dispositivo electromecánico que permite conectar y desconectar diversas partes de una subestación de su fuente de alimentación, su función principal es de aislar tramos de un circuito de forma visible por lo cual su operación es en vacío, su operación puede ser local o remota (Molina, 2017).

1.4.7. Surge arrester (descargador de sobretensión)

Los descargadores de sobretensión también conocidos como apartarrayos tienen como principal función absorber las sobretensiones generadas por descargas atmosféricas o por maniobra, de tal forma que los diferentes equipos se encuentren protegidos. Los pararrayos deben actuar tan rápido como sea posible (Veintimilla & Luna, 2016).

1.4.8. Conductores y cables

Las líneas y los alimentadores son elementos del sistema eléctrico de potencia que se encargan de transportar energía desde una central de generación y subestaciones hasta los consumidores a diferentes niveles de voltaje y niveles de corriente para reducir pérdidas por calentamiento del conductor (Castro & Herrera, 2013).

1.4.9. Relés de protección

Los relés de protección captan señales de voltaje o de corriente de los transformadores de potencial y/o corriente, y de acuerdo con las condiciones de ajuste dan la orden de apertura/cierre a interruptores automáticos en caso de que se presente algún tipo de falla en el sistema eléctrico, siendo su principal función la protección de estos. Los elementos de protección proporcionan señales de tensión, corriente, frecuencia, potencia, impedancia y magnitudes no eléctricas como temperatura y presión (Castro & Herrera, 2013).

1.4.10. Puesta a tierra

Un sistema de puesta a tierra forma parte importante del sistema eléctrico, su función principal en condición normal y de falla es disipar el flujo de corriente eléctrica hacia tierra, protegiendo los equipos y la seguridad de las personas que se encuentren dentro o cerca de la subestación de riesgos de descargas eléctricas o voltajes peligrosos, como la tensión de contacto y de paso que son voltajes generados por sobretensiones (Kokorus, Gacanovic, Zildzo, & Ahmovic, 2016). En la Figura 3 se puede observar la diferencia de potencial que se genera en el cuerpo humano.

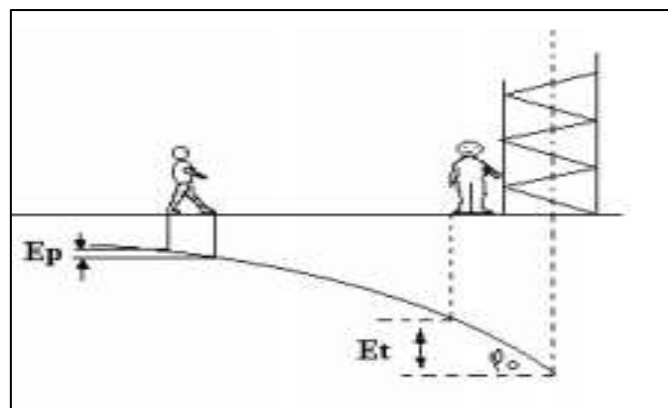


Figura 3 Tensiones de paso y de contacto
Fuente: (Asdrúbal & Castro, 2003)

El propósito de una puesta a tierra es mantener la diferencia de voltaje entre las estructuras al mínimo valor, de tal manera que se garantice la seguridad de las personas;

permitir un mejor desempeño de los sistemas de protección, brindar un camino efectivo para que circulen las corrientes de falla y de descarga atmosférico y estático con el fin de eliminar los arcos y elevación de temperatura en los equipos eléctricos garantizando el correcto desempeño de los equipos (Aguilleiro & Martínez, 2005)

- Características del terreno

Las características eléctricas del terreno en un sistema de puesta a tierra, está definida por su resistividad, la misma que depende de las propiedades químicas y físico- químicas del suelo en condiciones naturales o condiciones modificadas por el hombre mejorando así la conductividad del suelo modificando la salinidad y su humedad (Loo & Ukil, 2017).

1.4.11. Aislamiento eléctrico.

El aislamiento eléctrico es un material o elemento aislante con escasa capacidad de conducción de electricidad que son utilizados con el fin de separar equipos o conductores eléctricos entre si de una subestación, el aislamiento puede ser sólido (vidrio, porcelana, resina), líquido (aceite) o gas (aire, hexafluoruro de azufre (SF₆), nitrógeno) (Nationalgrid, n.d.)

1.5. Coordinación de aislamiento en subestaciones.

La coordinación de aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica o el nivel de aislamiento necesarios que permite la protección de los elementos de la subestación para que las interrupciones por perturbaciones o sobretensiones sean mínimas considerando las características del medio ambiente y de los dispositivos de protección disponibles (Setiawan, Khayam, & Zoro, 2014).

La falla de aislamiento por fenómenos atmosféricos en un sistema puede generar daños de envejecimiento, ruptura de los aisladores entre otras, así, afectando a los equipos de la subestación (interruptores, transformadores, etc.), como consecuencia la confiabilidad del sistema eléctrico de la subestación disminuirá; para minimizar las fallas los equipos deben ser protegidos con la instalación de pararrayos; el nivel de aislamiento de cada equipo debe ser dimensionado con la condición más severa de operación. (Scrib, 2014). Las fallas se pueden generar por diferentes causas que se muestran a continuación en la Figura 4.

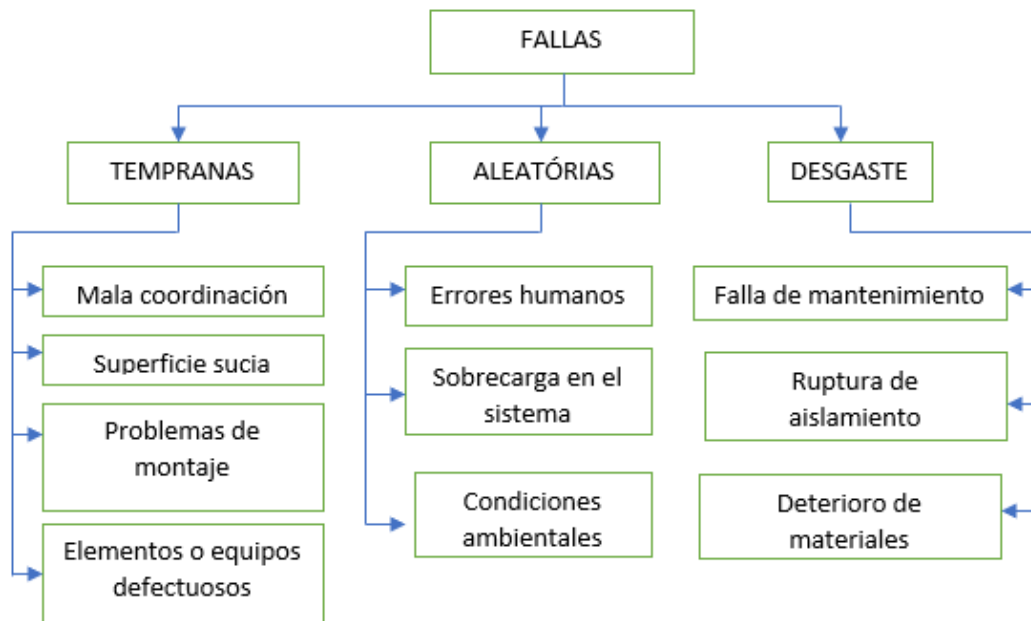


Figura. 4 Curva de Confiabilidad
Fuente: (Elaborado por el autor)

1.6. Fundamentos de probabilidad y estadística

1.6.1. Probabilidad

La probabilidad es una medida de la certidumbre asociada a un evento bajo condiciones estables, cuando la probabilidad es cercana a cero “0” existe la menor posibilidad de que ocurra un determinado suceso y cuando la probabilidad es uno “1” es seguro que el suceso ocurra. En otras palabras, su noción viene de la necesidad de medir o determinar cuantitativamente o cualitativamente la certeza o duda de que un suceso dado ocurra o no (Riera & Espinoza, 2013).

- Espacio Muestral

El espacio muestral es la totalidad de los eventos posibles de un experimento estadístico, el espacio muestral se la denota con la letra S, cada evento del espacio muestral se lo conoce como elemento del espacio muestral y se lo expresa de la siguiente forma (Spiegel & Stephens, 2009).

$$S = \{E, F\} \quad (1.1)$$

Donde: E y F corresponde al éxito y/o fracaso de un evento respectivamente.

- Evento.

En la teoría de probabilidad, un evento aleatorio es un subconjunto del espacio muestral, es decir, es un conjunto de posibles eventos elementales que se puede dar en un experimento aleatorio.

- Variable aleatoria.

Una variable aleatoria es una función que asocia usualmente un valor numérico a cada posible resultado de un experimento aleatorio. Una variable aleatoria puede tomar diferentes valores siendo una función definida sobre un espacio de probabilidad.

Usualmente las variables aleatorias toman valores reales, pero puede una variable aleatoria tomar valores lógicos, funciones o cualquier tipo de elemento (espacio medible) (Rincón, 2007)

- Probabilidad de un evento.

La probabilidad de un evento A es la suma de todas las probabilidades de puntos muestrales de A, se la expresa de la siguiente forma:

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(X_i) \quad (1.2)$$

Donde:

$P(A)$ = Probabilidad de suceso del evento A.

$P(X_i)$ = Probabilidad de cada elemento del evento de A

X_i = elemento de A

En un experimento se puede tener como resultado los N casos posibles, y si exactamente n de los casos resulta correspondiente al evento A, entonces esta probabilidad del evento A se la expresa de la siguiente forma:

$$P(A) = n/N \quad (1.3)$$

Donde: $n \rightarrow$ número de casos favorables

$N \rightarrow$ número de casos posibles

1.6.2. Medidas de centralización

Las medidas de centralización o también conocidos parámetros centrales son valores representativos de un conjunto de datos, muestran valores intermedios que se encuentran cercanos a la distribución de frecuencia (Spiegel & Stephens, 2009), las medidas principales de tendencia central son:

- Mediana

La mediana es el punto central en una distribución de medidas, es el valor que se encuentra exactamente en la mitad de los datos ordenados por su magnitud ya sea de mayor a menor o viceversa (Rincón, 2007), se la expresa de la siguiente forma:

$$\text{posición} = \frac{n+1}{2} \quad (1.4)$$

Donde: $n \rightarrow$ número total de datos.

Para obtener la mediana se lo realiza con dos métodos. El primero es cuando el valor de la expresión anterior es un número entero, en este caso solo se cuenta el número de posiciones que indica la fórmula; el segundo, cuando el valor de la expresión es con un decimal (.5) en ese caso se debe sumar los dos valores intermedios y dividirlo para dos.

- Media aritmética

La media aritmética es un conjunto de N número de datos X_1, X_2, \dots, X_N . Son valores cuantitativos, objeto de estudio que parte del principio de esperanza matemática o valor esperado, se la obtiene a partir de la suma de todos sus valores dividido entre el número de datos (Rincón, 2007), se la expresa de la siguiente forma:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N} \quad (1.5)$$

Donde:

\bar{X} = media aritmética

N = número de datos

X_i = valor de cada elemento i

- Moda

La moda es el valor con mayor frecuencia en un conjunto de datos, en algunos casos puede no existir moda debido a que puede no existir frecuencia de ningún valor obtenido (Morales, 2012).

1.6.3. Medidas de dispersión

Son parámetros estadísticos que indica cómo se alejan los datos respecto a la media aritmética, sirve como indicador de variabilidad de los datos en estudio (Rincón, 2007).

- Rango.

El rango es la diferencia entre el valor máximo y mínimo del conjunto de datos, es decir, son los valores extremos de una variable. El rango permite obtener una idea de la dispersión

de los datos, mientras mayor sea el rango la dispersión será mayor (Ramirez, 2012), se la expresa de la siguiente forma:

$$R = A - B \quad (1.6)$$

Donde:

R= rango

A= valor máximo

B= valor mínimo

- Desviación media

La desviación media es la media de las desviaciones absoluta y muestra la dispersión estadística (Ramirez, 2012), se representa de la siguiente forma:

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^N |X_i - \bar{X}|}{N} \quad (1.7)$$

Donde:

DM= desviación media

X_i = valor de cada elemento

\bar{X} = media aritmética

N = Número de elementos

- Varianza.

La varianza es una medida de dispersión que representa la variabilidad de un conjunto de datos respecto a una media, se define como la esperanza respecto a su valor medio (Ramirez, 2012), y se la expresa de la siguiente forma:

$$\text{Var}(X) = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n} \quad (1.8)$$

Donde:

Var(x)= varianza

n= número de elementos

X_i = valor de cada elemento

\bar{X} = media aritmética

- Desviación estándar

La desviación estándar es una medida de dispersión que indica cuan disperso están los datos con respecto a la media aritmética, mientras mayor sea la desviación estándar, mayor será la dispersión de los datos, su símbolo es “ σ ” y es usada comúnmente para representar datos de una población mientras que “s” se usa para representar la desviación de una muestra. La desviación estándar se usa para establecer un valor de referencia de un proceso (Ramirez, 2012), se lo representa con la siguiente expresión:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1}} \quad (1.9)$$

Donde:

s= desviación estándar de la muestra

n= número de elementos

X_i = valor de cada elemento

\bar{X} = media aritmética

1.7. Teoría de confiabilidad

1.7.1. Métodos en el estudio de confiabilidad.

La confiabilidad permite cuantificar el nivel de falla y de funcionamiento de un equipo, elemento o sistema, para evaluar la confiabilidad existe dos métodos que son: estocásticos y determinísticos (Jiang, Yuan, Xia, & Li, 2017).

- Método determinístico

El método determinístico es un modelo matemático donde los parámetros de entrada o condiciones iniciales en un sistema producirán las mismas respuestas de salida, evitando así la incertidumbre (Escobar, 2015).

- Método estocástico

El método estocástico a diferencia del determinístico genera un análisis de incertidumbre de un evento, este método permite usar variables aleatorias que cambian en el tiempo; cada variable aleatoria de un evento se la puede cuantificar mediante su distribución de

probabilidad, (Jinjun, Gang, Lixin, & Duffy, 2015); para realizar el análisis de este método se lo puede realizar mediante las siguiente formas que se muestra a continuación:

- Cadenas de Markov
- Simulación de Montecarlo
- Distribución normal.

- Cadenas de Márkov

Las cadenas de Markov es un tipo especial de proceso estocástico discreto en el que la probabilidad de que ocurra un evento depende del evento anterior. Por lo tanto, este método toma en cuenta el último evento ocurrido para condicionar las posibilidades de eventos futuros. (Zapata, 2013).

En el siguiente ejemplo se considera dos elementos que pueden estar en dos estados posibles: operación o falla (ON-OFF) llamados también espacio de estados, en la Figura 5 se muestra los estados de dos elementos de un sistema utilizando cadenas de Markov.

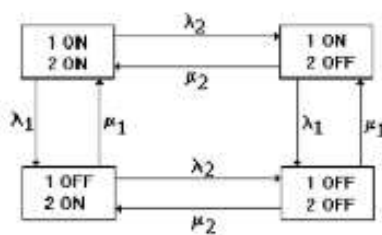


Figura 5 Diagrama de espacio de estados de dos elementos de un sistema
Fuente: (Moscoso, 2017)

Donde:

λ_i = tasa de falla del componente i (fallas/unidad de tiempo)

μ_i = tasa de reparación, (1/horas).

- Simulación de Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo es un método estocástico usado para aproximar expresiones matemáticas complejas; consiste en generar números aleatorios permitiendo simular el comportamiento del sistema mediante la sustitución de un rango de valores para cualquier evento de incertidumbre (Espinoza, 2015) y (González, 2015).

- Distribución de Weibull

Este tipo de método es el más utilizado en la teoría de la confiabilidad para el análisis de elementos o equipos industriales, el mismo permite modelar diferentes tipos de falla:

tempranas, aleatorias y fallas por desgaste de equipos, este tipo de distribución es muy versátil debido a que los parámetros que se usan pueden generar distribuciones como la exponencial y la norma (Sexto Congreso Internacional de Investigación, 2017) .

- Distribución normal.

La distribución normal es una de las distribuciones que contiene una gran cantidad de variables aleatorias, discretas y continuas mediante el argumento de los teoremas centrales; su aplicación se lo puede realizar en la modelización de variables estadísticos asociados a los elementos de una población o muestra. Los parámetros considerados en la distribución normal son: la media (\bar{x}) que es el eje de simetría de la gráfica y la desviación típica (σ); la gráfica de la función de distribución normal es la denominada campana de Gauss que se muestra en la Figura 6.

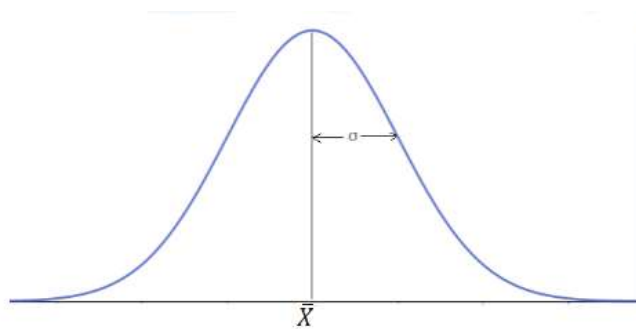


Figura 6. Campana de Gauss
Fuente: (Actuario, 2015)

1.8. Confiabilidad de una subestación eléctrica.

La confiabilidad $R(t)$ en una subestación se define como la capacidad de que un equipo o elemento (disyuntor, transformador, etc.) desempeñe satisfactoriamente las funciones para las que ha sido diseñada durante un periodo de tiempo específico bajo las condiciones de operaciones ambientales y entorno adecuado (Rojas, 2015).

En la Figura 7 se muestra la función exponencial decreciente que representa la confiabilidad de un equipo o elemento, es decir, la probabilidad de operar a inicios de su vida útil es alta y a medida que transcurra el tiempo, la probabilidad de operación va reduciendo debido a factores externo como condiciones ambientales, interno como fallas de operación y envejecimiento (Blacio & Zaruma, 2012)

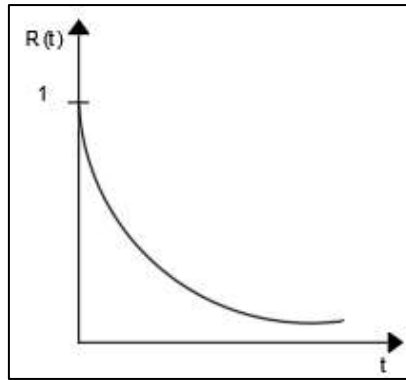


Figura 7 Función de confiabilidad
Fuente: Elaborado por el autor

Matemáticamente la función de confiabilidad $R(t)$ se define a partir de la ecuación (1.10) y, la función de falla $Q(t)$ se define como el complemento de la función de la función de confiabilidad y se la representa con la ecuación (1.11).

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (1.10)$$

$$Q(t) = 1 - R(t) \quad (1.11)$$

Donde:

λ es la tasa de falla del equipo analizado

La tasa de falla de un equipo o elemento de una subestación varía a lo largo de la vida del mismo tal como se muestra en la Figura 8 (Zapata, Cataño, & Suárez, 2014).

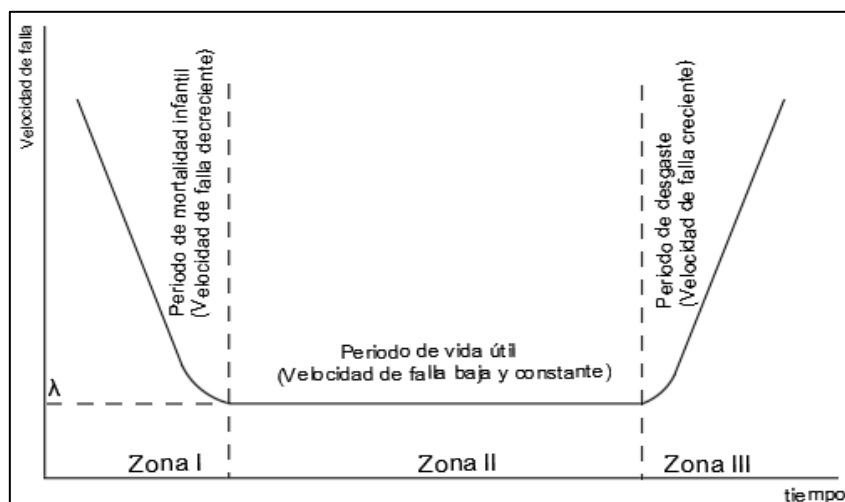


Figura 8 Curva de Confiabilidad
Fuente: (Anzures et al., n.d.)

Como se muestra en la Figura 8, existen tres etapas en las que la tasa de falla de un equipo varía dependiendo del tiempo de operación; a continuación, se describe las tres etapas por zona.

Zona I

Es la parte decreciente de la curva que se conoce como en el periodo inicial o mortalidad infantil, esto se caracteriza por las posibles fallas que puedan existir por defectos de fabricación.

Zona II

Es el periodo de vida útil cuando el equipo está en funcionamiento normal, manteniendo la tasa de falla constante por posibles fallas aleatorias

Zona III

Es el periodo de envejecimiento o conocido como periodo de desgaste corresponde al tiempo en la que la tasa de falla comienza a incrementar debido al envejecimiento y deterioro de los equipos.

1.8.1. Importancia del estudio de confiabilidad en subestaciones

La mayoría de los estudios y artículos técnicos realizados sobre confiabilidad son en sistemas de transmisión y generación dándole poca importancia a los sistemas de distribución eléctrica, por ello en la actualidad las empresas distribuidoras deben realizar estudio de confiabilidad en las subestaciones con el fin de brindar calidad de servicio eléctrico a los usuarios. (Baeza, Hernández, & Rodríguez, 2003).

1.9. Índices básicos de confiabilidad.

Cualquier elemento reparable está sometida a un proceso renovable de operación y de falla durante un tiempo, el ciclo operación-falla puede repetirse varias veces, pero en cada proceso ocurrido los tiempos medio de falla (*MTTF*) y de tiempo medio de reparación (*MTTR*) luego de una falla serán diferentes, en la figura 8 se observa la secuencia operativa de un componente

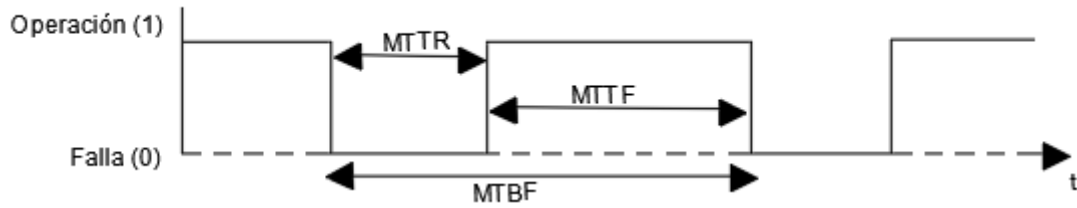


Figura 9 Secuencia operativa de un equipo
Fuente: (Zapata et al., 2014)
Editado por el autor

En la figura 9 se representa la secuencia operativa de un equipo de una subestación mostrando los estados de disponibilidad e indisponibilidad del equipo, cada salida de operación tiene un tiempo antes de salir de operación (Tiempo medio de falla) MTTF y el tiempo de restauración durante la salida (Tiempo medio de reparación) MTTR, cada uno de los tiempos de operación y de reparación son independientes entre sí, y la suma entre ellas se obtiene (Tiempo medio entre fallas) MTBF (Quizhpi, Escudero, & Rojas, 2012).

1.9.1. Tasa de falla.

La tasa de falla es el número de veces que ocurre una falla en un equipo de la subestación durante un determinado periodo de análisis, es expresada en fallas/año, es decir, es el número de fallas que presenta el equipo en un año (Blacio & Zaruma, 2012).

El inverso de la tasa de falla ($1/\lambda$) es el MTTF que representa el promedio entre todos los tiempos de falla y el tiempo promedio en que el equipo experimentará la falla (Blacio & Zaruma, 2012) se la expresa:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} * 8760 \left[\frac{HORAS}{FALLA} \right] \quad (1.12)$$

$$\lambda = \frac{\text{Número de falla de un componente en un periodo de tiempo}}{\text{Periodo total de tiempo que el componente estuvo operando}} \quad (1.15)$$

Donde:

λ = Tasa de falla de elementos

MTTF = Tiempo medio hacia la falla.

La tasa de interrupción se las puede estimar tanto para interrupciones permanentes como momentáneas, pero de acuerdo con la regulación 005/018 de ARCONEL se debe tomar en

cuenta las fallas permanentes las cuales son las que sobrepasan los 3 minutos de duración (Blacio & Zaruma, 2012).

1.9.2. Tiempo de reparación.

El tiempo de reparación r es el tiempo medio que tarda la empresa distribuidora en restablecer el servicio eléctrico hacia los usuarios, es decir, es el tiempo promedio que tarda la empresa para eliminar la falla en el equipo, de tal forma que el sistema recupere todas las condiciones de funcionamiento antes de que ésta se produzca. El tiempo de reparación r comprende la localización de la falla, la eliminación de la falla y el restablecimiento del servicio (Blacio & Zaruma, 2012).

El inverso de la tasa de reparación ($1/r$) es MTTR el cual representa el promedio de todos los tiempos de operación del equipo. Por lo tanto, cuando se trate acerca del tiempo de reparación, en realidad se estará refiriendo a tiempo medio restauración del servicio (Blacio & Zaruma, 2012) se la expresa:

$$MTTR = \frac{\sum Tr}{m} * 8760 \left[\frac{HORAS}{FALLA} \right] \quad (1.16)$$

Donde:

m = número total de falla

$\sum Tr$ = sumatoria de indisponibilidad del componente

1.9.3. Tiempo anual de desconexión esperado

El tiempo anual de desconexión esperado o indisponibilidad forzada (U), es el número total de horas promedio por año durante las cuales no será posible proporcionar de servicio de energía eléctrica (Blacio & Zaruma, 2012) y se la expresa con la siguiente formula.

$$U = \lambda \times r \quad (1.17)$$

U = Tiempo anual de desconexión esperado

r = Tiempo de reparación

λ = Tasa de falla

También se puede definir la indisponibilidad forzada como la fracción de tiempo que el equipo permaneció en el estado de falla, por lo que puede calcularse también a partir de los índices MTTF y MTTR (Blacio & Zaruma, 2012), se expresa:

$$U = \frac{r}{T} = \frac{r}{m+r} = \frac{MTTR}{MTTF+MTTR} = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} \quad (1.18)$$

Donde:

U = Tiempo anual de desconexión esperado

r = Tiempo de reparación

λ = Tasa de falla

MTTR= Tiempo medio de reparación

MTTF= Tiempo medio de falla

μ = Tasa de falla

El complemento de U se conoce como disponibilidad forzada (A) y se define como la fracción de tiempo que el elemento estuvo en operación durante un intervalo de tiempo. Se calcula a partir de

$$A = 1 - U = \frac{m}{T} = \frac{m}{m+r} = \frac{MTTF}{MTTF+MTTR} = \frac{\mu}{\lambda+\mu} \quad (1.19)$$

Donde:

U = Tiempo anual de desconexión esperado

r = Tiempo de reparación

λ = Tasa de falla

MTTR= Tiempo medio de reparación

MTTF= Tiempo medio de falla

μ = Tasa de falla

La disponibilidad y la indisponibilidad en un tiempo dado t pueden calcularse también con las siguientes expresiones:

$$P(O, t) = \frac{\mu}{\lambda+\mu} + \frac{\lambda P(O,0) + \mu P(F,0)}{\lambda+\mu} e^{-(\lambda+\mu)t} = \frac{8760 - \lambda * MTTR}{8760} \quad (1.20)$$

$$P(F, t) = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} + \frac{\lambda P(O,0) - \mu P(F,0)}{\lambda+\mu} e^{-(\lambda+\mu)t} \quad (1.21)$$

Donde:

λ = Tasa de falla.

μ = Tasa de reparación.

$P(O, 0)$ = Probabilidad de que el elemento se encuentre en operación en el tiempo $t=0$

$P(O, 0)$ = Probabilidad de que el elemento se encuentre en estado de falla

en el tiempo $t=0$

$P(O, t)$ = Probabilidad de que el elemento se encuentre en operación en el tiempo t .

Representa la disponibilidad del elemento en el instante t .

$P(O, 0)$ = Probabilidad de que el elemento se encuentre en falla en el tiempo t . Representa la indisponibilidad del elemento en el instante t .

1.10. Configuraciones básicas de confiabilidad

El sistema de distribución se compone de equipos o subsistemas, que se relacionan entre sí a través de configuraciones de confiabilidad en serie o en paralelo o mixtas (Blacio & Zaruma, 2012)

1.10.1. Conexión lógica serie

Un sistema en serie es aquel que requiere que todos los elementos y equipos del sistema operen simultáneamente para que el sistema funcione correctamente; esta configuración conlleva a que una falla en cualquiera de sus componentes produzca una falla de todo sistema, (Stevens & Santoso, 2013). En la Figura 10 se muestra la topología lógica de dos elementos conectados en serie, mediante sus expresiones se obtiene su equivalente

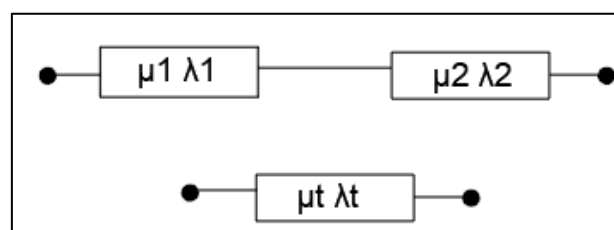


Figura 10 Sistema de dos componentes en serie
Fuente: (Chusin & Escobar, 2015)

Para obtener el equivalente de confiabilidad del sistema es necesario obtener las probabilidades de operación de cada componente que conforma el sistema mediante las siguientes expresiones

$$P1(O, t) = \frac{\mu1}{\lambda1 + \mu1} = \frac{8760 - \lambda1 * MTTR1}{8760} \quad (1.22)$$

$$P2(O, t) = \frac{\lambda 2}{\lambda 2 + \mu 2} = \frac{8760 - \lambda 2 * MTTR 2}{8760} \quad (1.23)$$

Una vez obtenida la probabilidad de operación de cada elemento (X) se calcula el equivalente del sistema; debido a que los elementos se encuentran en serie la probabilidad de operación y falla equivalente se la obtiene mediante las siguientes expresiones.

$$P_{total}(O, t) = P1(O, t) * P2(O, t) = \prod_{i=1}^n P(X_i) \quad (1.24)$$

$$P_{total}(F, t) = 1 - P_{total}(O, t) \quad (1.25)$$

Donde:

λ = índice de falla

μ = índice de reparación

$P(X_i)$ = Probabilidad de operación del elemento

1.10.2. Conexión lógica en paralelo

La configuración en paralelo de un sistema determina mayor confiabilidad que la configuración en serie, se caracteriza por tener dos trayectorias para el flujo de potencia, este tipo de sistema está compuesto por dos o más componentes independientes entre sí, por lo tanto, la probabilidad de falla de todos los equipos simultáneamente tiene una probabilidad mínima (Stevens & Santoso, 2013). En la Figura 11 se muestra la topología de un sistema simple de dos elementos en paralelo.

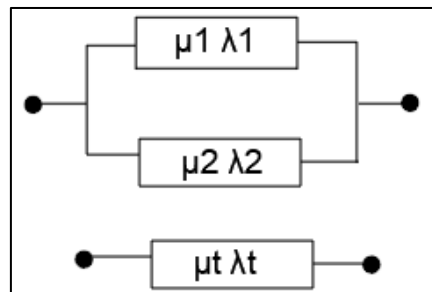


Figura 11 Sistema de dos componentes en paralelo
Fuente: (Chusin & Escobar, 2015)

Para obtener la confiabilidad equivalente de un sistema en paralelo se lo realiza mediante la obtención de probabilidades de operación y falla de cada elemento del sistema en paralelo mediante la siguiente expresión:

$$P1(O, t) = \frac{\mu_1}{\lambda_1 + \mu_1} = \frac{8760 - \lambda_1 + MTTR_1}{8760} \quad (1.26)$$

$$P2(O, t) = \frac{\lambda_2}{\lambda_2 + \mu_2} = \frac{8760 - \lambda_2 + MTTR_2}{8760} \quad (1.27)$$

Una vez obtenida la probabilidad de operación de cada elemento (X) se calcula el equivalente del sistema; debido a que los elementos se encuentran en paralelo la probabilidad de operación y falla equivalente se la obtiene mediante las siguientes expresiones.

$$P_{total}(O, t) = 1 - (P1(F, t) * P2(F, t)) = 1 - \prod_{i=1}^n Pf(X_i) \quad (1.28)$$

$$P_{total}(F, t) = \prod_{i=1}^n Pf(X_i) \quad (1.29)$$

Donde:

λ = índice de falla

μ = índice de reparación

$Pf(X_i)$ = Probabilidad de falla del elemento

1.10.3. Conexión lógica mixto

La configuración lógica mixto es la más implementada a nivel de subestaciones, el sistema está compuesto por dos o más componentes en paralelo e independientes entre sí y dos o más componentes en serie, (Stevens & Santoso, 2013). En la Figura 12 se muestra la topología de un sistema simple de dos elementos en paralelo y uno en serie.

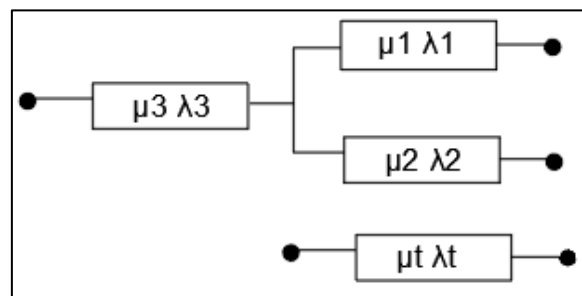


Figura. 12 Sistema de componentes mixto
Fuente: Elaborado por el autor

Para obtener la probabilidad de operación y falla equivalente se realiza operaciones paso a paso tanto para los elementos que se encuentran en paralelo en serie; mediante las siguientes expresiones.

$$P1(O, t) = \frac{\mu1}{\lambda1 + \mu1} = \frac{8760 - \lambda1 * MTTR1}{8760} \quad (1.30)$$

$$P2(O, t) = \frac{\lambda2}{\lambda2 + \mu2} = \frac{8760 - \lambda2 * MTTR2}{8760} \quad (1.31)$$

$$P3(O, t) = \frac{\lambda3}{\lambda3 + \mu3} = \frac{8760 - \lambda3 * MTTR3}{8760} \quad (1.32)$$

Como los elementos 1 y 2 se encuentran en paralelo se obtiene el equivalente de operación y falla:

$$Pe1(O, t) = 1 - \prod_{i=1}^n Pf(Xi) \quad (1.33)$$

$$Pe1(F, t) = \prod_{i=1}^n Pf(Xi) \quad (1.34)$$

Posteriormente una vez obtenido el equivalente 1 de la configuración en paralelo se realiza la operación en serie con elemento 3 así obteniendo la probabilidad de operación y falla total del sistema.

$$P1(O, t) = Pe1(O, t) * P3(O, t) \quad (1.35)$$

$$P1(F, t) = 1 - Pe1(O, t) \quad (1.36)$$

Donde:

λ = índice de falla

μ = índice de reparación

$P(Xi)$ = Probabilidad de operación del elemento

$Pf(Xi)$ = probabilidad de falla del elemento

Capítulo 2

Método de estudio de confiabilidad en la subestación El Chota

2.1. Introducción.

La subestación El Chota provee de energía eléctrica aproximadamente a 16.408 abonados entre residenciales, comerciales e industriales los mismo que se dedican a diferentes actividades agroindustriales y a su vez es una zona de influencia turística, por lo cual la falta de continuidad de servicio de energía eléctrica produce incomodidad, inconformidad y pérdidas económicas, por ello se busca disminuir los índices de desconexión que se presenta a los usuarios.

El capítulo 2 tiene como objetivo desarrolla la aplicación de la metodología elegida para determinar la confiabilidad de la subestación en estudio.

2.2. Subestación El Chota

2.2.1. Ubicación Física de la subestación

La subestación El Chota es una subestación de distribución con un voltaje de entrada de 69kV y 13.8 kV de salida. Esta subestación se encuentra ubicada en la panamericana norte, con coordenadas X=828.024,131; Y=10.052.230,913, en la provincia de Imbabura cantón Ibarra, parroquia Ambuquí y forma parte del sistema de subtransmisión de EMELNORTE.

2.2.2. Alimentación.

La alimentación de la subestación El Chota nace de una derivación directa desde la línea de subtransmisión Alpachaca-El Ángel en el punto donde se encuentra ubicado la subestación de estudio, la derivación tiene un tramo aproximado de 20 metros la misma que llega hacia una línea trifásica conformada por dos estructuras tipo H siendo esta el punto de llegada hacia la subestación El Chota y a la vez haciendo la función de barra de llegada; se debe mencionar que en el punto de llega no existe ningún tipo de equipo de seccionamiento ni protección que permita realizar las maniobras de apertura y cierre desde la línea de subtransmisión hacia la subestación.

2.2.3. Barra de llegada

La subestación El Chota cuenta con línea trifásica de 266MCM en su llegada la misma que hace la función de una barra como se mencionó anteriormente, estas líneas están sujetas

entre dos estructuras tipo H; los poste que conforman las estructuras son de 12 metros con una ruptura de 700kg, la separación entre las dos estructuras H es aproximadamente 13 metros.

2.2.4. Patio de 69kV.

Para la alimentación del patio de 69kV de la subestación El Chota se lo realiza mediante la barra provisional de llegada que se encuentra dentro de la instalación de la subestación hacia dos estructuras tipo H conformado por postes de 12 metros con una ruptura de 700kg.

El primer interruptor tanque muerto cuenta con sistema GIS (Gas Insulated Switchgear), este interruptor se encuentra conectado hacia el transformador de 6,25 MVA, a su vez se conecta en serie con un seccionador de cuchilla de puesta a tierra y un pararrayo que se encuentra sobre la estructura H

El segundo interruptor tanque muerto se conecta hacia al transformador de 5MVA, este interruptor no cuenta con ningún tipo de protección, la derivación entre la barra-interruptor es hacia otro interruptor tanque muerto con sistema GIS que nace hacia la subestación La Carolina mediante un conductor de calibre de 266 MCM.

2.2.5. Patio de transformación.

La subestación cuenta con dos transformadores, el primero consta con una potencia de 6,25 MVA de la cual nace un alimentador principal hacia la barra 13,8kV, este transformador cuenta con una ventilación forzada de aire y aceite; el segundo con una potencia de 5 MVA la cual se conecta directamente al interruptor de medio voltaje (13,8kV), este transformador es de marca Mitsubishi y cuenta con enfriamiento de aceite y aire forzado.

2.2.6. Patio de 13,8 kV

El patio de 13,8 nace desde el transformador de 6,25 MVA hasta la barra de 13,8 y de ella se derivan 4 circuitos, un circuito es destinados principalmente al transformador auxiliar de 15 kV el cual brinda servicio de iluminación y servicio interno en la subestación; a su vez el patio de 13.8 nace también desde el transformador de 5 MVA hasta el interruptor que se extiende hacia el circuito 2.

En el Anexo 1, se detalla las características técnicas de los equipos antes mencionados mediante su placa de característica respetiva

2.2.7. Conductores

Los conductores de las líneas de subtransmisión y distribución asociados a la subestación en estudio son de diferentes calibres tanto las líneas de llegada aéreas en alto voltaje, líneas

subterráneas y aéreas en medio voltaje, en la Tabla 2.1 se detalla los conductores más relevantes que se encuentran en ella.

Tabla 2. 1. Características de conductores de la subestación El Chota

CARACTERÍSTICA CONDUCTORES EN LA SUBESTACIÓN		
Descripción	Número de conductor	Longitud
Conductor subterráneo en medio voltaje (transformadores- Interruptores	2/0 (XLPE)	6m
Conductor tramo Sub. El Chota y sub. La Carolina	266,8 MCM (partridge)	40 km
Conductor tramo Sub. Alpachaca y sub. El Chota	366,4 MCM (linnet)	17,3km
Conductor tramo Sub. El Chota y sub. El Ángel	366,4 MCM (linnet)	20,5km
Conductor tramo C1, C3, C4	2/0-1/0 AWG (ASCR)	
Conductor tramo C2	4 AWG /ASCR)	

Fuente: (EMELNORTE)

2.3. Alimentadores de la subestación el Chota

La subestación El Chota cuenta con cuatro alimentadores que se extiende a diferentes partes del norte de Imbabura que son:

Tabla 2. 2 Datos de los alimentadores de la subestación El Chota

Alimentador	Longitud de tramo de MT (m)	Nro. de usuario	Carga principal
1	199514,78	4815	Mira, La Concepción
2	306452,87	8099	Juncal, Pimampiro, Ambuquí, etc.
3	16190,25	1145	Pusilí, Monte Olivo
4	22441,21	476	Chota, Salinas, Tumbabiro, Cahuasquí

Fuente: EMENORTE
Editado por el autor

2.4. Registro de índices de desconexión

La subestación El Chota presenta un alto nivel de desconexión por diferentes causas que se muestran en la Tabla 2.3.

Tabla 2. 3 Interrupciones de la subestación el chota.

Nivel de afectación de la interrupción a la Red	Origen de Interrupción	Causa de Interrupción	Catálogo de Interrupciones
CABECERA	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimientos	Programadas para mantenimiento correctivo y preventivo y, transferencias de carga
	INTERNA NO PROGRAMADA	Maniobras	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.
		Climáticas	Vientos fuertes
		Perturbaciones en red de AT/MT/BT	Falla de equipamiento, materiales y accesorios
	EXTERNAS NO PROGRAMADAS	Trasmisión/generación	Alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia, actuación de la protección sistémica del SIN debido a problemas en la línea de transmisión San Antonio.
MONOFÁSICO	INTERNA PROGRAMADA	Ampliaciones y mejoras	Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes
		Mantenimientos	Programadas para mantenimiento correctivo/predictivo
	INTERNA NO PROGRAMADA	Perturbaciones en red de AT/MT/BT	Falla de equipamiento, materiales y accesorios
		Ambientales	Arboles (sin incluir podas)
		Climáticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)
TRIFÁSICO	INTERNA PROGRAMADA	Ampliaciones y mejoras	Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes
		Mantenimientos	Programadas para mantenimiento correctivo/predictivo
	INTERNA NO PROGRAMADA	Perturbaciones en red de AT/MT/BT	Falla de equipamiento, materiales y accesorios
		Climáticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)

Fuente: (EMELNORTE)

Las desconexiones que se generan en la subestación son registradas para obtener la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción (TTIK), en la Tabla 2.4 se muestran el promedio de los índices anuales antes mencionados para la subestación El Chota, en la cual se observa que los índices mencionados no cumplen con la regulación ARCONEL 005/018.

Tabla 2. 4 Índices de desconexión de la subestación El Chota

Subestación El Chota		
ALIMENTADORES	FMIK	TTIK
(Chota Alimentador 1)	8,88002145	11,4096828
(Chota Alimentador 2)	13,6539763	30,4128817
(Chota Alimentador 3)	10	9,65027778
(Chota Alimentador 4)	11,4829431	27,8512985

Fuente: (EMELNORTE)

Como se puede observar en la tabla anterior expuesta, los índices de FMIK Y TTIK son muy elevados con respecto a los índices establecidos por ARCONEL en su regulación 005/018 como se indicó en el capítulo 1.

2.5. Modelo de la red

2.5.1. Representación del sistema.

Para el análisis del sistema se lo hace a partir de la configuración física, de la subestación el cual se lo representa mediante el diagrama unifilar donde se muestra todos los elementos que se encuentran en ella, en la Figura 13 se muestra el diagrama unifilar de la subestación El Chota.

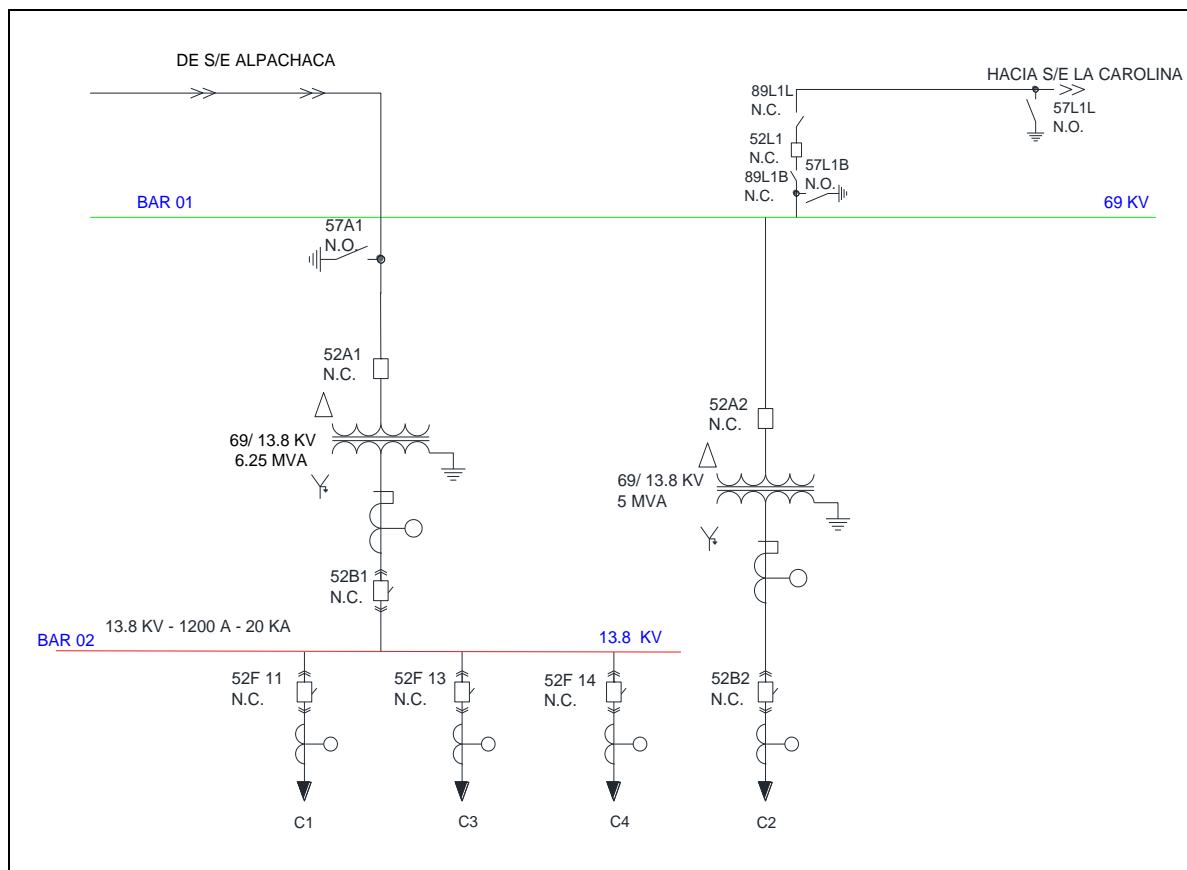


Figura 13 Diagrama unifilar de la subestación El Chota

Fuente: EMELNORTE

2.5.2. Estructura topológica

Los parámetros de confiabilidad en el sistema de la subestación de lo evalúa a partir de la modelación de la red mediante la representación topológica de los equipos (seccionadores, disyuntores, transformadores. Etc.) que se encuentran en la subestación, debido a que mediante la funcionabilidad de los mismos se determina si el sistema o parte del sistema se encuentra en operación o falla dependiendo su configuración.

2.6. Metodología aplicada para el análisis de confiabilidad.

El método propuesto para la evaluación de confiabilidad en la subestación El Chota es la simulación de Montecarlo debido a que se carece de datos reales que permita expresar los parámetros necesarios para cada elemento de la instalación.

Para realizar la simulación de confiabilidad en la subestación El Chota se lo ejecuta mediante índices referenciales de otros estudios realizados anteriormente debido a que

EMELNORTE no cuenta con valores estadísticos para determinar la funcionalidad de los equipos. Se debe mencionar que para obtener índices referenciales se ha tomado en cuenta las características técnicas semejantes de cada equipo.

2.6.1. Procedimiento para el análisis de confiabilidad de la subestación

La modelación es para determinar el nivel de confiabilidad de la subestación mediante la interacción de “n” casos para cada equipo tomándolos como variables aleatorias debido a que no se conoce el estado se encuentra el equipo en un cierto tiempo, posterior a la simulación se obtiene los parámetros probabilísticos que sean necesarios para el análisis del sistema.

2.6.2. Diagrama de flujo.

El diagrama de flujo que se propone para la simulación permite determinar la secuencia operativa que tendrá el programa (Matlab) durante la simulación para obtener la respuesta del sistema.

El número de elementos en estudio puede variar dependiendo de la subestación, como los valores de sus índices.

En la simulación el número de interacciones que se realiza es para tener una mayor cantidad de datos el cual permite interpretar mejor la tendencia del sistema; En la Figura 13 se muestra el diagrama de flujo que se propone para la simulación de confiabilidad de la subestación El Chota.

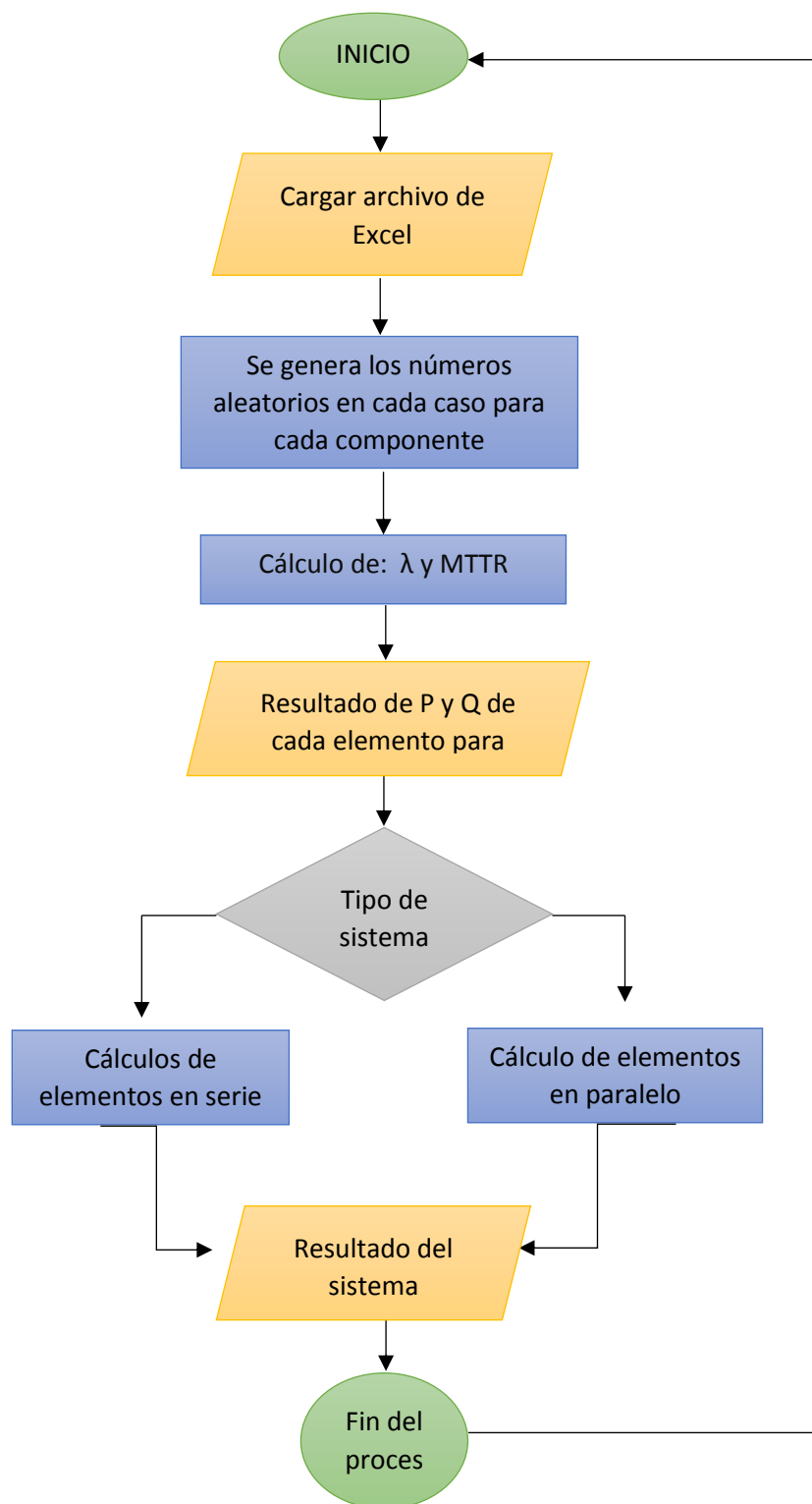


Figura 14. Diagrama de Flujo para simulación de Monte Carlo y Probabilidades

Fuente: Autor

2.7. Índices de confiabilidad

Mediante el cálculo de los índices de confiabilidad se plantea realizar un análisis en el sistema ya que se requiere obtener el índice de falla y los tiempos de reparación de cada elemento que permita determinar la probabilidad de operación y falla de cada uno de ellos.

Debido a falta de una bitácora de operaciones de los elementos del sistema eléctrico de EMELNORTE se utilizaron datos típicos los correspondientes a tasas de falla (λ) y tiempos de reparación (MTTR); estos fueron adquiridos de bibliografías relacionada con la confiabilidad (Brown, 2009), (Chowdhury & Koval, 2011) y (Grigsby, 2012) en sistemas de distribución y otras fuentes de información.

Las tasas típicas se utilizan en caso de que no se disponga de esta información que permita determinar los índices reales de los equipos del sistema de distribución. En la Tabla 2.5 se muestra los datos de las tasas de falla y los tiempos de reparación de cada equipo de una subestación, los conductores que se menciona son tomadas en cuenta en fallas/km. año y los otros elementos en falla/año.

Tabla 2. 5 Valores típicos de tasa de falla y tiempo medio de reparación en equipos de sistemas de distribución

COMPONENTES	Índices de tasas de falla (fallas/año)			Índice de tiempo medio de reparación (horas)		
	Mínima	Típica	Máxima	Mínima	Típica	Máxima
Líneas subterráneas	0,003	0,018	0,025	3	7,5	12
Líneas aéreas	0,019	0,065	0,112	4	6	8
Transformador de potencia	0,004	0,017	0,03	3	5,5	8
Interruptor	0,003	0,0115	0,02	6	11,5	17
Seccionador tipo cuchilla	0,004	0,0072	0,14	1,5	7	12
Barra de 69kV	0,003	0,067	0,164	2,5	10	17
Interruptor GIS	0,006	0,002	0,015	12	90	240

Fuente: (Brown, 2009; Chowdhury & Koval, 2011; Grigsby, 2012)
Editado por el autor

2.8. Sistema topológico de la red

Para realizar el diagrama topológico de la red es necesario partir desde el diagrama eléctrico unifilar y mediante el cual se representa a cada elemento que conforma la subestación, en la Figura 15 se representa el esquema de la subestación actual y en la tabla contigua se muestra la representación de cada elemento mediante su respectivo color asignado por equipo y elemento.

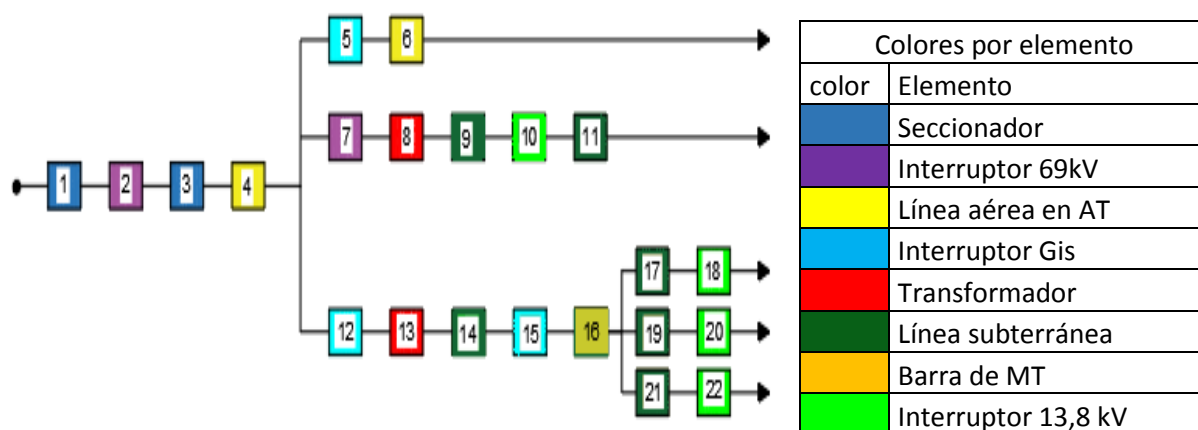


Figura 15. Modelo topológico actual de la subestación El Chota
Fuente: Autor

Cada bloque de la Figura 15 representa un elemento que conforma la subestación, para la identificación de cada elemento se usa la tabla antes mencionada donde muestra detalladamente la representación de los elementos con su respectivo color.

Para el análisis de confiabilidad del sistema eléctrico de la subestación empieza a partir de la Figura 16, para ello se debe obtener la probabilidad de operación y de probabilidad de falla para cada elemento individualmente, donde se utiliza las fórmulas 1.20 y 1.21 expuesta en el capítulo 1 y a su vez para el cálculo de las probabilidades se lo realiza con los datos de la Tabla 2.5.

Una vez obtenida la probabilidad de operación y probabilidad de falla de cada elemento se analiza la conexión de los elementos, es decir, si estos se encuentran en paralelo o en serie para poder reducir los bloques a un solo sistema en general, a continuación, se detalla la reducción de bloques en serie del sistema.

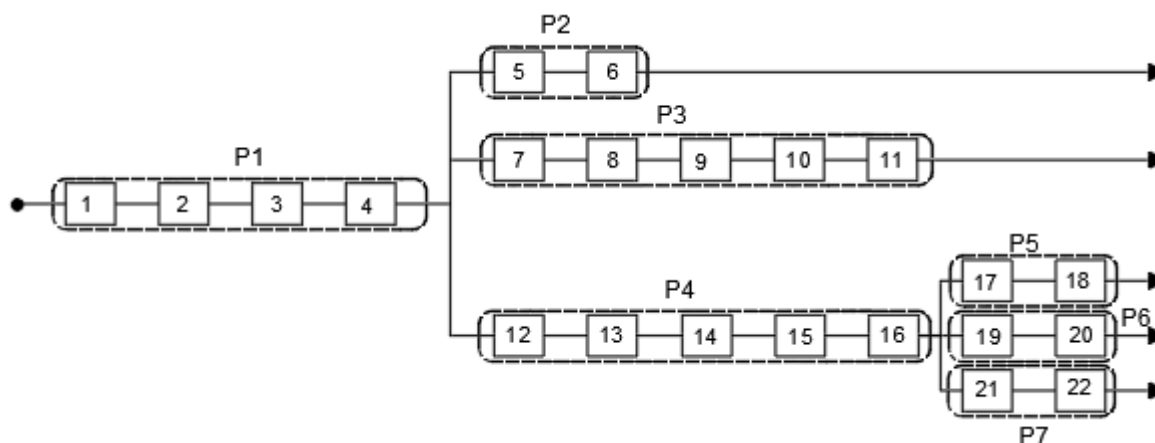


Figura 16. Selección de elementos del sistema topológico en serie
Fuente: Autor

En la Figura 16 se indica los elementos que se encuentran en serie, los mismos se los reduce en bloques obteniendo una probabilidad de operación y de falla para cada selección, obteniendo así, de P1 a P7 respectivamente; P se lo denota para identificar la probabilidad de operación de cada subsistema (selección) que se va reduciendo según su tipo de conexión, para el cálculo de los elementos en serie se utiliza las siguientes fórmulas.

$$Pr(o) = \prod_{i=1}^{i=n} Pr(Xi) \quad (2.1)$$

Donde:

$Pr(o) \rightarrow$ probabilidad de operación.

$Xi \rightarrow$ índice de operación de cada elemento i

$$Pr(f) = \sum_{i=1}^{i=n} Pr(\bar{x}i) \quad (2.2)$$

Donde:

$Pr(f) \rightarrow$ Probabilidad de falla.

$\bar{x}i \rightarrow$ Índice de falla para cada elemento.

Posteriormente, al reducir los bloques en serie se obtiene la Figura 17 que se muestra a continuación.

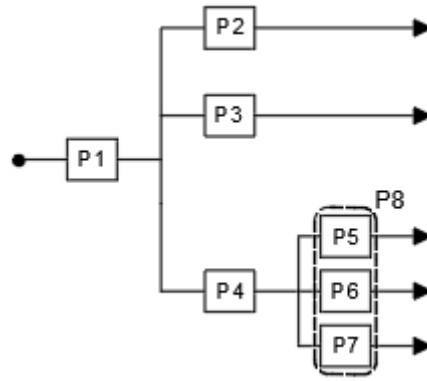


Figura 17. Primera reducción de bloques
Fuente: Autor

En la Figura 17 se representa la reducción de los elementos que se encuentran en serie y a su vez se puede observar la conexión de los elementos en paralelo seleccionados como P8 donde, los bloques de la reducción anterior P5, P6 y P7 se encuentran en paralelo, para reducir dichos bloques y obtener la probabilidad de operación y la de falla en P8, se lo realiza con la siguiente fórmula.

$$Pr(o) = \sum_{i=1}^{i=n} Pr(Xi) \quad (2.3)$$

$$Pr(o) = 1 - \prod_{i=1}^{i=n} Pr(\bar{X}i) \quad (2.4)$$

$$Pr(f) = \prod_{i=1}^{i=n} Pr(\bar{X}i) \quad (2.5)$$

Una vez obtenida un equivalente anterior se reduce el bloque como se muestra en la Figura 18^a para posteriormente reducirlo como se muestra en la Figura 18b

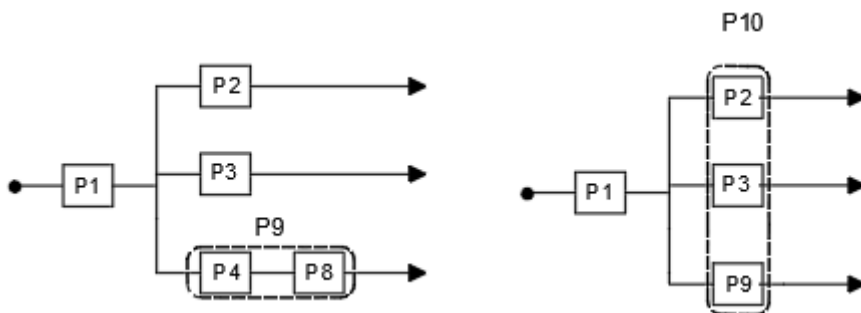


Figura 18a. Segunda reducción de bloques

Figura 18b. Tercera reducción de bloques

Fuente: Autor

En la figura 18a se observa la segunda reducción de bloques donde del equivalente de P8 se realiza otra reducción en serie, obteniendo otra equivalente de P9, posteriormente en la Figura 18b se realiza la tercera reducción donde de los bloques en paralelo para obtener una equivalente de P10 tal como se muestra en la Figura 19

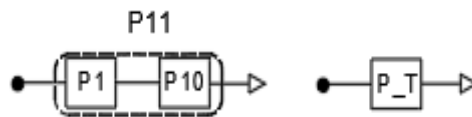


Figura 19. Equivalente de reducción del sistema
Fuente: Autor

Finalmente se obtiene una configuración en serie entre P1 y P10 el mismo que al ser resuelto se obtiene la equivalente general del sistema o la probabilidad total de confiabilidad de la subestación.

2.9. Cálculo de confiabilidad actual

Para la simulación de confiabilidad en la subestación se lo realiza mediante reducción de bloques del diagrama topológico de la subestación actual, la misma que muestra cómo se encuentra el sistema y su grado de confiabilidad en la actualidad. A continuación, se realiza la programación en Matlab, la cual se detalla paso a paso para una mejor comprensión de esta.

Inicialmente se realiza la creación de un archivo Excel en el cual se ingresa los datos de la media y desviación de la tasa de falla (λ) y el tiempo de reparación medio (MTTR9 de cada elemento con su numeración correspondiente tal como se muestra en la Tabla 2.6.

Para el análisis del caso actual el archivo Excel creado tiene el nombre de “datos_conf_actual” el mismo que se lo importa a Matlab mediante el comando xlsread el cual permite leer los datos generados en Excel. El número de elementos a analizar son 22, para el análisis se toma en cuenta los elementos primarios de la subestación.

Tabla 2. 6. Datos de índice de cada elemento

Nº	Elementos	Media lamda	Desviación lamda	media reparación	Desviación reparación
1	Seccionador 69kV	0,0072	0,0032	7	5,5
2	Interruptor 69kV	0,0115	0,0085	11,5	5,5
3	Seccionador 69kV	0,0072	0,0032	7	5,5
4	Línea aérea 69kV	0,065	0,046	6	2
5	Interruptor gis 69	0,002	0,004	90	78

6	Línea aérea 69kV	0,065	0,046	6	2
7	Interruptor 69kV	0,0115	0,0085	11,5	5,5
8	Transformador	0,017	0,013	5,5	2,5
9	Línea subterránea	0,018	0,015	7,5	4,5
10	Interruptor 13.8	0,01	0,009	12	9,5
11	Línea subterránea	0,1	0,095	10	8,5
12	Interruptor gis 69	0,002	0,004	90	78
13	Transformador	0,017	0,013	5,5	2,5
14	Línea subterránea	0,018	0,015	7,5	4,5
15	Interruptor 13.8	0,01	0,009	12	9,5
16	Línea subterránea	0,018	0,015	7,5	4,5
17	interruptor 13.8	0,0115	0,0085	11,5	5,5
18	Línea subterránea	0,018	0,015	7,5	4,5
19	Interruptor 13.8	0,0115	0,0085	11,5	5,5
20	Línea subterránea	0,018	0,015	7,5	4,5
21	Interruptor 13.8	0,0115	0,0085	11,5	5,5
22	Línea subterránea	0,018	0,015	7,5	4,5

La configuración de clc y clear permite limpiar los datos y las variables antes generadas, posteriormente se procede a cargar el archivo de Excel previamente realizados donde se encuentran ya mencionados, en las líneas de 10 a 13 se genera las variables de confiabilidad para cada elemento y cada caso asignado.

```

1 - clear ; clc
2 - format long
3 - %%
4 - % 22 elementos en estudio
5 - Fiab_comp=xlsread('datos_conf_actual');
6 - comp=input('ingrese número de componentes: ');
7 - casos=input('Ingrese el número de casos de estudio: ');
8 -
9 - %%
10 - lambda=zeros(comp,casos);
11 - MTTR=zeros(comp,casos);
12 - P=zeros(comp,casos);
13 - Q=zeros(comp,casos);

```

A continuación, se procede a realizar el lazo de la programación, donde los valores de tasa de falla y el tiempo medio de reparación se generan a partir del Excel anteriormente cargado, a partir de los valores de la media y desviación estándar se obtiene valores aleatorios para cada componente en cada caso o interacción

Para conseguir los valores aleatorios se utilizó la función *randn* el cual crea valores aleatorios normalmente distribuidos; cabe mencionar que mientras mayor sea las interacciones la probabilidad de confiabilidad que se obtenga será más cercana a la realidad.

Una vez obtenida los valores de λ y de MTTR mediante la aplicación de la formula (1.21) y (1.22) expuesta en el capítulo 1 se obtuvo la probabilidad de operación actual P1 y la probabilidad de falla actual Q1 para cada elemento en caso evaluado, para que el laso se repita se cierra el laso for con end respectivamente como se muestra continuación.

```

15 - for j=1:casos
16 -     for i=1:comp
17 -
18 -         lambda(i,j)=Fiab_comp(i,4)*randn(1,1)+Fiab_comp(i,3);
19 -         MTTR(i,j)=Fiab_comp(i,6)*randn(1,1)+Fiab_comp(i,5);
20 -         if (lambda(i,j)<=0)
21 -             lambda(i,j)=lambda(i,j)*(-1) ;
22 -         else
23 -             lambda(i,j)=lambda(i,j);
24 -             MTTR(i,j)=MTTR(i,j);
25 -         end
26 -
27 -         if (MTTR(i,j)<=0)
28 -             MTTR(i,j)=MTTR(i,j)*(-1) ;
29 -         else
30 -             MTTR(i,j)=MTTR(i,j);
31 -         end
32 -         P(i,j)=(8760-(lambda(i,j)*MTTR(i,j)))/8760;
33 -         Q(i,j)=1-P(i,j);
34 -     end
35 - end

```

Una vez obtenida la probabilidad de los componentes para cada caso se procede a realizar mediante fórmula el cálculo de las probabilidades equivalentes por partes y así de esta manera obtener la probabilidad de operación resultante del sistema, en este caso p1 es una matriz generada para guardar los datos de cada componente en n veces de casos y finalmente obtener el resultado equivalente para guardarlo en la matriz *P_se1* que fue creada para la representación de confiabilidad en el caso actual.

```

36      %% subestación el CHOTA
37      P_se=zeros(1,casos);
38      for j= 1:casos
39          % inicio de operación para obtener la confiabilidad del sistema
40          pl(1,j)=((P(1,j))*(P(2,j))*(P(3,j))*(P(4,j)));
41          pl(2,j)=((P(5,j))*(P(6,j)));
42          pl(3,j)=((P(7,j))*(P(8,j))*(P(9,j))*(P(10,j))*(P(11,j)));
43          pl(4,j)=((P(17,j))*(P(18,j)));
44          pl(5,j)=((P(19,j))*(P(20,j)));
45          pl(6,j)=((P(21,j))*(P(22,j)));
46          pl(7,1)=(1-((1-(pl(4,j)))*(1-(pl(5,j)))*(1-(pl(6,j)))));
47          pl(8,j)=((P(12,j))*(P(13,j))*(P(14,j))*(P(15,j))*pl(7,1));
48          pl(9,j)=(1-((1-(pl(2,j)))*(1-(pl(3,j)))*(1-(pl(8,j)))));
49          % fiabilidad del sistema
50          P_se(1,j)=pl(1,j)*pl(9,j);
51      end

```

Finalmente, para analizar el comportamiento del sistema en las n veces de casos generados se calcula las medidas de tendencia central y de dispersión como la varianza, moda, media y desviación estándar, y a su vez se genera un histograma donde se observa la tendencia central mediante la cual interpretamos el grado de confiabilidad del sistema donde se repite mayor cantidad de veces en los n casos generados

```

54      dato=P_se(1,:);
55      % media
56      media=mean(dato);
57      % moda
58      moda=mode(dato);
59      % desviación estadar
60      desv_estand=std2(dato);
61      %rango
62      rang=range(dato);
63      %varianza
64      varianza=var(dato);

```

```

65      %% gráfico
66 -    figure(3)
67 -    hold on
68 -    xlabel('casos'),ylabel('frecuencia'),title('SE EL CHOTA');
69 -    plot(dato);
70      % histograma
71 -    figure(4)
72 -    format long
73 -    min(dato);
74 -    max(dato);
75 -    dato=sort(dato);
76 -    histogram(dato)
77      %bar(hist(dato));
78 -    grid on
79 -    grid minor

```

Capítulo 3

Análisis de la propuesta de la metodología

3.1. Introducción.

En este capítulo se realiza el análisis de confiabilidad de la subestación El Chota mediante los aspectos fundamentales que permite realizar el estudio planteado. La simulación propuesta para el análisis de la confiabilidad de la subestación en estudio se lo desarrollo mediante diferentes datos obtenidos de diferentes bibliografías donde, se determina la media y desviación estándar de la tasa de falla y tiempo medio de reparación, la información obtenida fue muy útil debido a que permitió contrastar la efectividad de la simulación para el estudio.

3.1.1. La subestación El Chota.

Para este estudio se consideró los elementos y equipos primarios de la subestación los cuales se detalla a continuación: transformadores, interruptores, conductores y barras; estos elementos se encuentran conectados entre sí mediante conductores, la forma de conexión es la siguiente:

- La subestación no cuenta con una barra ni seccionamiento de llegada donde se pueda realizar maniobras de apertura o cierre para despejar alguna falla o ante caso de algún mantenimiento.
- El Alimentador dos (C2), no cuenta con un seccionador por lo que no permite visualizar la desconexión para el caso de algún tipo de mantenimiento lo cual podría generar algún tipo de accidente al operador.

Con respecto a la evaluación de confiabilidad se puede mencionar que es necesario considerar parámetros de confiabilidad para cada elemento que conforma la subestación.

3.2. Simulación de confiabilidad de la subestación El Chota.

Luego de realizar la evaluación de confiabilidad de la subestación con el programa Matlab se presenta a continuación los resultados obtenidos de la simulación, el análisis se lo representa mediante una distribución normal que permite observar la tendencia de los parámetros probabilísticos y a su vez se realiza una reconfiguración de la topología actual que permite analizar la variación de los parámetros de la distribución.

La simulación de Montecarlo que fue utilizado para este caso es la no secuencial el cual permite obtener diferentes respuestas debido a su naturaleza estocástica, cada interacción será diferente porque los valores obtenidos son valores aleatorios

3.2.1. Configuración actual.

La configuración topológica actual se muestra en la Figura 15 del capítulo 2, mediante el mismo se realiza el análisis para la programación en Matlab con los datos de la Tabla 2.5 que posteriormente se realizó la simulación para obtener el histograma de la Figura 20, hay que mencionar qué, mientras mayor sea la interacción los resultados obtenidos se acercan más a la realidad, para este caso se ha realizado 10000 interacciones en la Figura 20 muestra el histograma generado mediante Matlab.

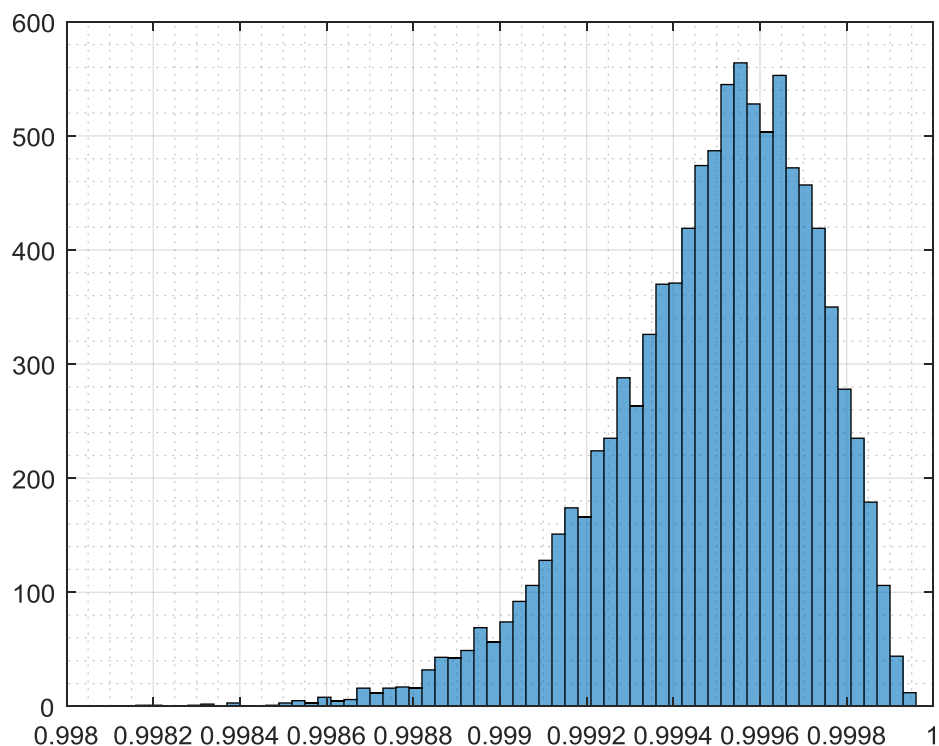


Figura 20 Histograma de confiabilidad actual
Fuente: Autor

La representación del histograma muestra que con los datos obtenidos la confiabilidad del sistema actualmente es alta, siendo esta de 0.9995 aproximadamente que se la puede representar en porcentaje de 99,95% de confiabilidad en el sistema.

3.2.2. Configuración de la red propuesta.

- Barra simple

Este tipo de configuración es la más sencilla debido a que ocupa poco espacio y es la más económica, pero su nivel de confiabilidad es muy bajo debido a que al dispones una sola barra en donde se conecta los circuitos, ante cualquier tipo de daño de un elemento el sistema queda fuera de servicio y a su vez no es posible realizar mantenimiento sin interrumpir el servicio.

Al implementar una barra y seccionamientos a la llegada y salida de la subestación como se muestra en la Figura 21 permite realizar maniobras de apertura cierre que permita aislar al sistema ante cualquier tipo de falla; cabe mencionar que actualmente el sistema se deriva directamente del tramo que nace de la subestación Alpachaca (Alpachaca- El Ángel).

Para representar la barra en el diagrama lógico se lo ha hecho mediante el bloque número nueve (9) como se muestra en la Figura 24.

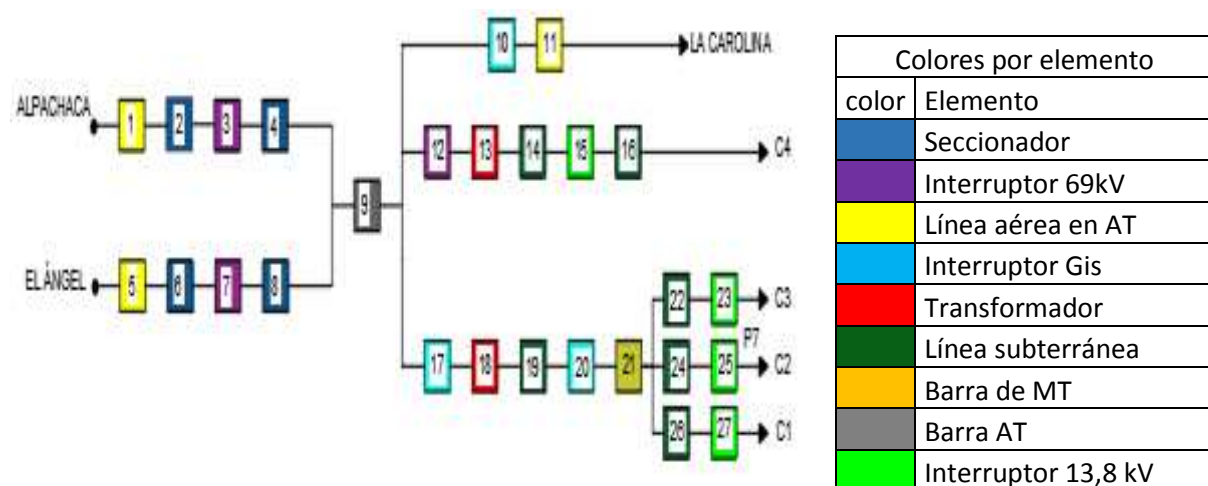


Figura 21 Diagrama de barra simple
Fuente: Autor

A partir del diagrama anterior se realizó la simulación en Matlab utilizando los 27 elementos principales de la subestación, los mismos que se encuentran conectados en serie o paralelo, posterior a la simulación se obtiene el histograma que se muestra en la Figura 22 mediante el cual se puede interpretar el grado de confiabilidad que tiene si se implementa al sistema de la subestación una barra simple de llegada en su configuración actual.

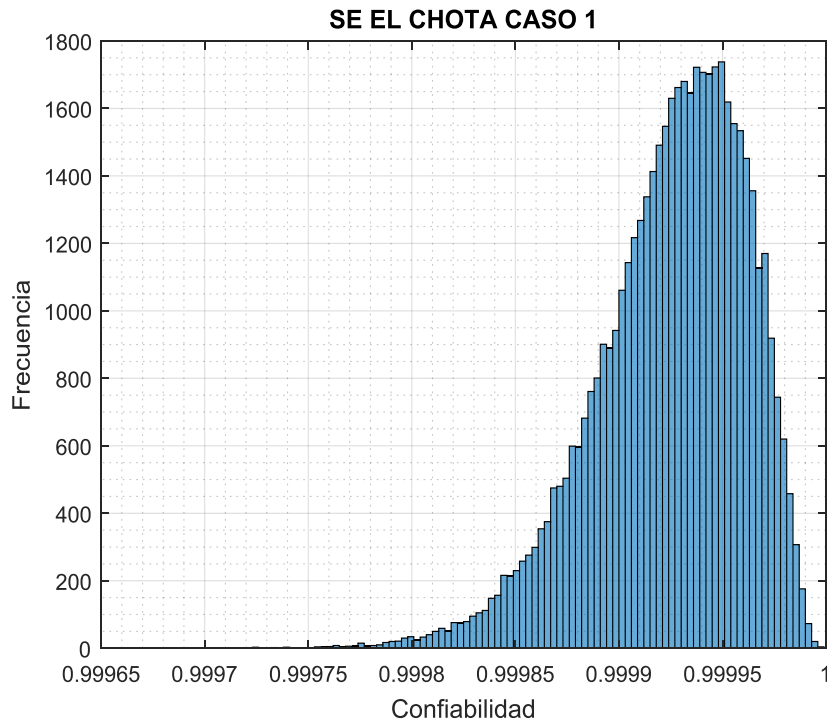


Figura 22 Histograma de confiabilidad de barra simple
Fuente: Autor

Mediante el histograma de la Figura 22 al implementar el bloque nueve que representa a la barra y mediante ello se pudo observar que la media aritmética se desplaza hacia la derecha en la cual se puede interpretar que su grado de confiabilidad va incrementando, dando un resultado de 99,995% de confiabilidad que es mayor con respecto a la configuración actual que representaba un porcentaje de 99, 95% de confiabilidad

- Barra doble

La configuración de doble barra tiene dos barras que pueden ser acopladas mediante la bahía de acople, donde los circuitos pueden ser alimentados de cualquiera de las dos barras y permitiendo despejar una barra para el mantenimiento sin suspender el servicio, esta configuración brinda mayor flexibilidad y confiabilidad al sistema, en la Figura 26 los bloques 9 y 10 representan a las barras que se acopla al sistema con el fin de aumentar el nivel de confiabilidad de la subestación.

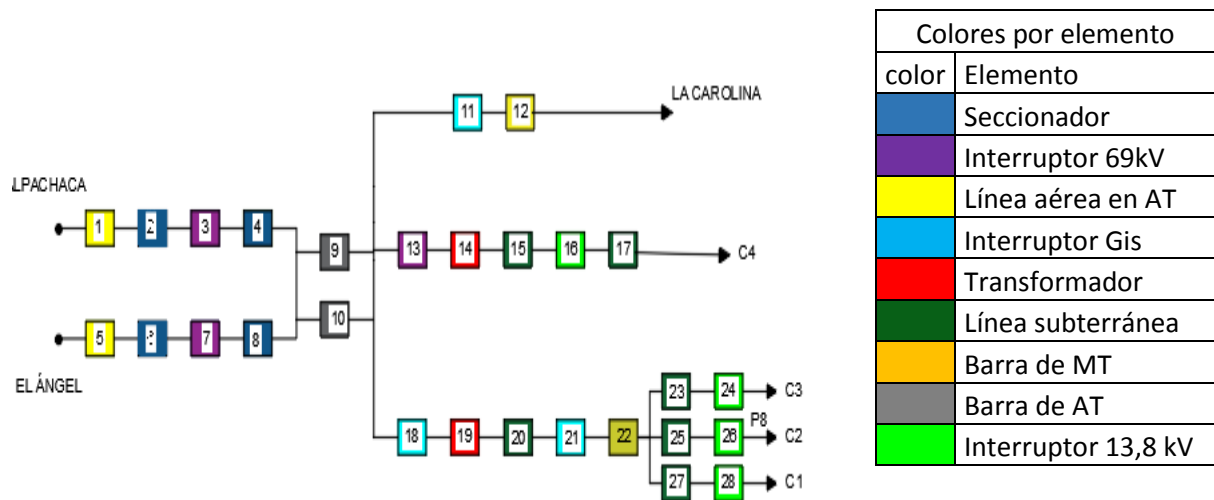


Figura 23 Diagrama de barra doble
Fuente: Autor

El diagrama anterior representa la configuración de doble barra para el análisis del sistema se lo realiza mediante los datos de cada elemento en Matlab y a su vez determinando el tipo de conexión como se ha mencionado anteriormente, para representar los elementos se lo realiza con la de la Figura 23 y mediante la simulación en Matlab se obtiene el histograma de la Figura 24 que muestra a continuación.

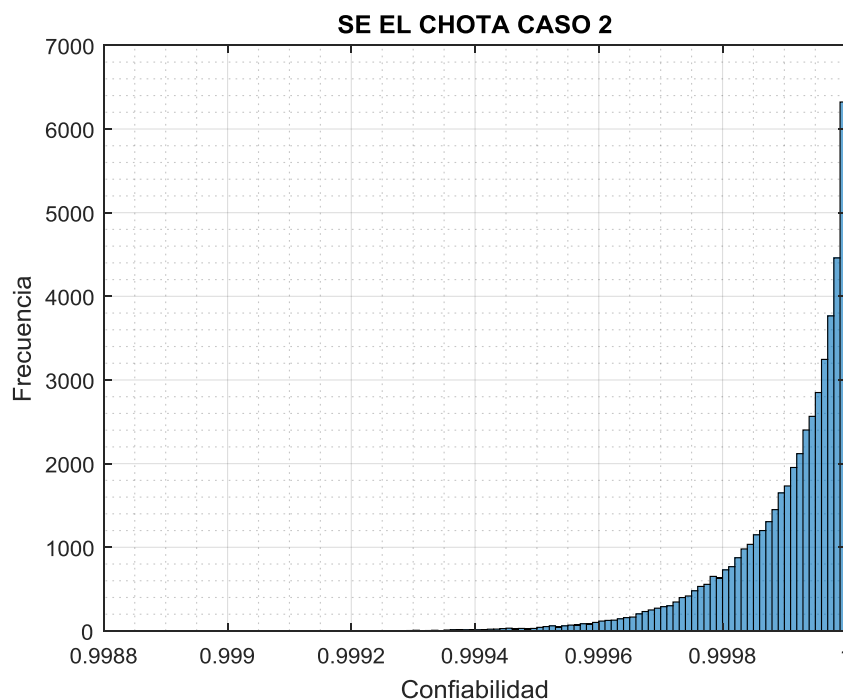


Figura 24 Histograma de confiabilidad de doble barra
Fuente: Autor

En el histograma de la Figura 24 muestra que al aumentar los bloques de barra doble la media aritmética se desplaza hacia la derecha en la cual se puede interpretar que su grado

de confiabilidad va incrementando, dando un resultado del 100% de confiabilidad que es mayor con respecto a la configuración actual que representaba un porcentaje de 99, 95% de confiabilidad y la configuración de barra simple el cual tiene un porcentaje de 99,9995%. Para obtener estos datos se lo realizó mediante 50000 interacciones que permitió que los valores obtenidos sean más representativos.

Se observa que los tres histogramas representados anteriormente tienen una distribución negativa por su dispersión de datos a la izquierda, es decir, la distribución de los datos tiene a la izquierda una cola más larga que a la derecha siendo esta una distribución asimétrica.

En este tipo de distribución la mediana tiende a ser menor que la media aritmética y mediante ello se muestra que las tasas de falla de los equipos son muy bajas por lo que es muy poco probable que se presente una falla en el sistema de estudio; cabe mencionar que los datos que se obtuvo para el estudio son de bibliografías anteriores que se asemejan a las características de los equipos en estudio. En el anexo 2 se muestra la programación realizado en Matlab para cada caso que se ha mencionado en este capítulo.

Conclusiones

Mediante la investigación bibliográfica de cada uno de los elementos primarios que conforman la subestación y las diferentes metodologías analizadas para el estudio de la confiabilidad, los sistemas eléctricos de distribución desempeñan un papel muy importante para mejorar el servicio de la distribución de la energía eléctrica hasta el usuario final, por tal motivo es necesario conocer la aplicación de los tipos de metodología para determinar su confiabilidad y su configuración más factible para su reducción de acuerdo al estado actual con el fin de obtener resultados adecuados.

Los métodos que se analizaron para la valoración de confiabilidad en subestaciones de distribución determinaron qué, el método de Montecarlo es el más apropiado para el estudio planteado, debido a que este se permite obtener resultados mediante procesos aleatorios con el fin de conseguir resultados que permitan interpretar el grado de confiabilidad de la subestación.

Aplicar la metodología de estudio de confiabilidad en base a procesos estocásticos con la herramienta Matlab, este permite determinar los índices de interrupción obtenidos con el fin de mejorar la calidad de servicio de servicio eléctrico a los usuarios, garantizando el funcionamiento más adecuado del sistema.

Los métodos para el análisis de confiabilidad se lo puede agrupar en dos clases bien diferenciados siendo estos: el método determinístico que muestra que las condiciones iniciales son invariables a través del tiempo, siendo las respuestas las mismas a las condiciones iniciales no contemplando la existencia de la incertidumbre, al contrario del método estocástico que es un método netamente probabilístico; en el estudio realizado se optó por el método de Montecarlo debido a su origen estocástico que, mediante la falta de datos permite generar números aleatorios para el sistema

El presente trabajo se desarrolló en el software de Matlab para el análisis de confiabilidad actual y dos propuestas alternativas para el mejoramiento de la subestación mediante obtención de índices de confiabilidad de cada elemento a partir de las tasas de falla y tiempo medio de reparación, mediante los índices mencionados fue posible elaborar el algoritmo de la programación que permitió definir el comportamiento del sistema mediante parámetros estadísticos.

Mediante la reconfiguración del sistema de las dos propuestas planteadas; la barra simple y doble barra permitió observar que no existen mucha diferencia entre estos con una pequeña mejora en la de doble barra, siendo esto una mejora de confiabilidad que debe ser aplicada.

Recomendaciones

El presente estudio se lo realizó en base a procesos estocásticos, sin embargo, los datos obtenidos no son propios de los elementos de la subestación, se tomó valores aproximados de documentos de investigación, por ello necesario que la empresa distribuidora mantenga una bitácora con los datos necesario de cada uno de los elementos, que permitan obtener datos exactos.

Se recomienda que se tome en cuenta este estudio realizado con el fin de implementar el equipamiento necesario para mejorar la confiabilidad de la subestación El Chota con la incorporación de la barra simple en su legada con una configuración tipo T, el mismo que permita desconectar la subestación del sistema de subtransmisión en el momento de realizar mantenimientos preventivos sin que esta actividad afecte al resto del sistema de subtransmisión y con este se mejore la confiabilidad del sistema en general.

BIBLIOGRAFÍA

- Actuario. (2015). DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE VARIABLES ALEATORIAS CONTINUAS: LA NORMAL. Retrieved December 1, 2019, from <https://seactuario.com/ContMatematicas/PROBABILIDAD25.htm>
- Agulleiro, I., & Martínez, M. (2005). Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zonas urbanas. *Trabajo de Investigación. Universidad Simón Bolívar*. Retrieved from http://eschoform.educarex.es/useruploads/r/c/886/scorm_imported/35345345219314826611/media/nuevos_archivos/Mediciones_de_puesta_a_tierra._Tecnicas_modernas.pdf
- Alcantar, L. (2017). Estructuras y equipos de subestaciones eléctricas. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/303543292_Estructuras_y_equipos_de_Subestaciones_Electricas
- Anzures, J., Lázaro, I., & Cervín, G. (n.d.). Análisis de confiabilidad en circuitos electrónicos usando Matlab. Retrieved from <https://goo.gl/M3Nc2t>
- Arriagada, A. (1994). *Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de confiabilidad*. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Asdrúbal, J., & Castro, O. (2003). Malla de puesta tierra en subestación. Retrieved from <http://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/viewFile/7403/4431>
- Baeza, R., Hernández, J., & Rodríguez, J. (2003). DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN DESREGULACIÓN. Retrieved July 4, 2019, from https://www.researchgate.net/publication/229030263_Evaluacion_de_confiabilidad_de_sistemas_de_distribucion_electrica_en_desregulacion
- Blacio, D., & Zaruma, J. (2012). *ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.* 1–159.
- Brown, R. E. (2009). *Electric Power Distribution Reliability*. U.S.A.
- Castro, E., & Herrera, J. (2013). *Diseñar un manual técnico para el manejo y operación de la nueva subestación Alpachaca 69 kV de la Empresa Eléctrica Norte Regional S.A.* (Universidad Técnica del Norte). Retrieved from <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/4458>
- Chowdhury, A., & Koval, D. (2011). *Fiabilidad del sistema de distribución de energía: métodos prácticos y aplicaciones*. New York.
- Chusin, L., & Escobar, B. (2015). *Análisis de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida* (Escuela Politécnica Nacional). Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10825>
- Escobar, B. (2015). *Coordinación de aislamiento en forma determinística, ante descargas atmosféricas en subestaciones aisladas en SF6. Aplicación: Patio de 230 kV de la subestación sopladora*. (Escuela Politécnica Nacional). Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10266>
- Espinoza, G. (2015). *Elaboración e implementación de control de inventario aplicando el método de simulación de Montecarlo* (Universidad de Guayaquil). Retrieved from <http://repositorio.ug.edu.ec/handle/redug/13392>
- González, J. (2015). *Introducción del Factor Humano al Análisis de Riesgo* (Universidad Politécnica de Catalunya). Retrieved from <https://tdx.cat/bitstream/handle/10803/325427/TJRGD1de1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Grigsby, L. (2012). *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution* (3rd ed.; CRC Press, Ed.). New York.
- Jiang, G., Yuan, H., Xia, J., & Li, P. (2017). A storage reliability evaluation method of gyroscope based on probability density evolution. *2017 Second International Conference on Reliability Systems Engineering (ICRSE)*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICRSE.2017.8030745>
- Jinjun, B., Gang, Z., Lixin, W., & Duffy, A. (2015). Uncertainty analysis in EMC simulation based on Stochastic Collocation Method. *2015 IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility (EMC)*, 930–934. <https://doi.org/10.1109/ISEMC.2015.7256290>

- Kokorus, M., Gacanovic, R., Zildzo, H., & Ahmovic, A. (2016). Analysis of the functional dependence of step and touch voltage on soil moisture using the fields interdependence model. *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555553>
- Loo, K. H., & Ukil, A. (2017). Design of safety critical substation earthing system based on soil characteristics. *2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1–8. <https://doi.org/10.1109/IAS.2017.8101873>
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2018). Sistema de Transmisión 500kV. Retrieved from <https://www.energia.gob.ec/sistema-de-transmWoSon-500-kv/>
- Molina, F. (2017). *Selección de un equipo de protección y seccionamiento en SF6 (GIS) para un transformador de potencia de 2.5MVA - 69 / 13.8KV* (Universidad Católica de Santiago de Guayaquil). Retrieved from <https://goo.gl/US3rp2>
- Morales, E. (2012). Probabilidad y Estadística. Retrieved November 25, 2019, from <http://www.x.edu.uy/inet/EstadisticayProbabilidad.pdf>
- Moscoso, D. (2017). *ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.* Escuela Politécnica del Ejército.
- Nationalgrid. (n.d.). Electricity Transmission National Grid Assets. Retrieved November 18, 2019, from https://www.thebigbangfair.co.uk/media/49870/ngrid_be-the-source_electricity-transmission-ng-assets.pdf?fbclid=IwAR1_s12wc5vubY9TAeDUnegtV-b76pkU3_MeTOHUMZYF_h5i0yJaHdUc1hQ
- Núñez, F. (2015). *CENTRALES DE GENERACIÓN Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*. Retrieved from <https://bit.ly/2S9ahux>
- Quizhpi, F., Escudero, M., & Rojas, J. (2012). Diagnóstico y Evaluación de la Confiabilidad del Alimentador # 122 para la Empresa Eléctrica Azogues C.A. usando el Método de Simulación de Montecarlo. In *energía*. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/258438968_Diagnostico_y_Evaluacion_de_la_Confiabilidad_del_Alimentador_122_para_la_Empresa_Electrica_Azogues_CA_usando_el_Metodo_de_Simulacion_de_Montecarlo?fbclid=IwAR2vex6zYnQ5GdXJA-q5y4RlbYwfue4wyYBwJk5psptcgD3x
- Ramírez, C. (2003). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión* (Segunda Ed). Colombia.
- Ramirez, O. (2012). Medidas de Dispersión. Retrieved November 28, 2019, from <http://roa.uveg.edu.mx/repositorio/licenciatura/47/Lectura1Medidasdedispersin.pdf>
- Riera, R., & Espinoza, M. (2013). *Evaluación de confiabilidad en las unidades generadoras de CELEC EP - Hidropaute (Mazar & Molino) utilizando el método de simulación de Montecarlo* (Universidad Politécnica Salesiana). Retrieved from <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5148/1/UPS-CT002728.pdf?fbclid=IwAR1pxuWZiX7hgnvcVEYOARMtDttJlZYYnMoER09mp6RXeegVvuAfPWrdVk>
- Rincón, L. (2007). *Curso Elemental de Probabilidad y Estadística*. 1(4), 53. Retrieved from <https://www.cimat.mx/~pabreu/LuisRinconI.pdf>
- Robalino, R. (2016). *Propuesta de metodología para mejorar la confiabilidad de los alimentadores primarios aéreos de la zona urbana de Ambato* (Escuela Politécnica Nacional). Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/14759?mode=full>
- Rojas, C. (2015). *Implementación de una metodología de confiabilidad-costos para determinar el remplazo de equipos en redes eléctricas*. (Universidad Nacional de Colombia). Retrieved from <https://goo.gl/a9vjrZ>
- Scrib. (2014). Sobretensiones. Retrieved from <https://goo.gl/7ZmvBt>
- Setiawan, D., Khayam, U., & Zoro, R. (2014). Overvoltages and insulation coordination on 150 kV substation in South Sumatera, Indonesia. *The 2nd IEEE Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE) 2014*, 220–225. <https://doi.org/10.1109/ICPERE.2014.7067204>
- Sexto Congreso Internacional de Investigación. (2017). *Mesa 1a. ingeniería y matemáticas aplicadas*

1.

- Siguenza, L., & Zúñiga, B. (2012). *Análisis de Confiabilidad de la Subestación Pascuales Vista desde los Elementos Primarios* (Escuela Superior Politécnica del Litoral). Retrieved from <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/19488>
- Spiegel, M., & Stephens, L. (2009). *Estadística* (Cuarta; Mc Graw Hill, Ed.). México.
- Stevens, M. B., & Santoso, S. (2013). Improving the reliability of breaker-and-a-half substations using sectionalized busbars. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672558>
- Trashorras, J. (2015). *Sunestaciones eléctricas* (Paraninfo, Ed.). Retrieved from https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/objetos/tutorial23.pdf?fbclid=IwAR3xpzDLuCdvcATodtbmrp962z4L3s7Og0-X8gcEE2SBQOz9otYY_mxHjsE
- Vásquez, P. (2013). *Parametrización, control, determinación, y reducción de pérdidas de energía en base a la optimización en el montaje de estaciones de transformación en la provincia de Morona Santiago* (Universidad de Cuenca). Retrieved from <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/423>
- Vega, L. (n.d.). *MANUAL DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CONTROL METROPOLITANA* (Universidad Nacional Autónoma de México). Retrieved from https://es.slideshare.net/PEGASO_12/tesis-relacionado-al-sistema-elctrico-de-potencia
- Veintimilla, F., & Luna, E. (2016). *Implementación mediante programación en Matlab de la operación del sistema del control automatizado del patio de 138 kV del S/E Pascuales* (Escuela Superior Politécnica del Litoral). Retrieved from <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/97485/D-103478.pdf?fbclid=IwAR3T6BzNzN6QvIugW8stVzvvpP8yWsxEJDAj6xOqS85OGyZ6ny1A5YmI0IU>
- Venegas, L. (2012). *Sistemas eléctricos de potencia*. Retrieved from <https://es.scribd.com/doc/87135865/PARTES-DE-UN-SISTEMA-ELECTRICO-DE-POTENCIA>
- XM filial de ISA SA. (2016). Configuración de subestaciones eléctricas. Retrieved from https://subestacionesupe.files.wordpress.com/2017/03/03_configuracion-de-subestaciones-electricas.pdf
- Zapata, C. (2013). *Confiabilidad del sistema eléctrico de potencia*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Zapata, C., Cataño, D., & Suárez, H. (2014). Índices de confiabilidad en transformadores de distribución. Retrieved from <https://goo.gl/Vog2Eu>

ANEXOS

Anexo 1: placa de características de los equipos de la subestación

1. Interruptor GIS de 69kVA

INTERRUPTOR DE CIRCUITO DE GAS SF6	
TIPO: LW24-72.5	N. SERIE: 08057
Voltaje con impulso clasificado	350 kV
Corriente nominal de cortocircuito	31.5 Ka
Presión de gas nominal (20 °C)	0.5 MPa
Voltaje clasificado para circuito auxiliar	220 V
Peso total	1550 kg
Voltaje nominal	72.5 Kv
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal	2000 A
Voltaje de cierre nominal (DC)	110 A
Voltaje de apertura nominal (DC)	110 A
Secuencia de operación nominal	O-0.3s-CO-180s-CO O CO-15s-CO
Peso del gas	15 kg

2. Transformador 6.25 MVA.

TRANSFORMADOR	
TIPO: SF11-6250/69	N. SERIE: 1QB.710.6015.1
AÑO: 2008; MES: 01	
Capacidad nominal	6250kVA
Voltaje nominal	(69 ± 2) X 2.5% / 13.8kV
Método de enfriamiento	DNAN/ONAF (70/100%)
Nivel de aislamiento	H.V LI/AC 325/140kV
	L.V LI/AC 110/30kV
Etiqueta de grupo de vectores	Dyn1
Frecuencia nominal	60Hz
Número de fases	Tres fases
Peso del aceite	3865 kg
Peso corporal	6805 kg
Peso total	14305 kg
Peso de transporte	12140 kg
Impedancia de cortocircuito	7.16 %
Sin pérdidas de carga	8.87 Kw
Pérdida de carga	36.96 Kw

Corriente sin carga	0.66 %
Factor SN.	80105

3. Interruptor GIS 13.8

INTERRUPTOR DE CIRCUITO DE GAS SF6	
TIPO: LW24-40.5	N. SERIE: 08015
Voltaje con impulso clasificado	185 kV
Corriente nominal de cortocircuito	31.5 Ka
Presión de gas nominal (20 °C)	0.5 Mpa
Voltaje clasificado para circuito auxiliar	220 V
Peso total	1500 kg
Voltaje nominal	40.5 Kv
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal	2500 A
Voltaje de cierre nominal (DC)	110 A
Voltaje de apertura nominal (DC)	110 A
Secuencia de operación nominal	O-0.3s-CO-180s-CO O CO-15s-CO
Peso del gas	12 kg

4. Interruptor 13,8 1

INTERRUPTOR DE VACÍO (MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION)	
TIPO: 20-VRP-25B	N. SERIE: H6805216
Voltaje nominal	13.8kV
Corriente nominal	600/1200 ^a
Corriente nominal de interrupción	18kA
Tensión de reencendido	0.34kV/μs
Tiempo de cierre	0.1S
Voltaje nominal de funcionamiento	DC 125V
Voltaje de cierre	DC 125V
Voltaje de apertura	DC 125V
Código de fabricación	C0662
Norma	IEC Pub.56
Tensión de impulso	125kV
Frecuencia nominal	50/60Hz
Corriente de corta duración (3seg.)	23kA
Tiempo de interrupción	3~
Tiempo de apertura	0.033s

Ciclo de operación	0-3m.-CO-3m.-CO
Peso total	290kg

5. Interruptor 13.8 2

INTERRUPTOR DE VACÍO (MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION)	
TIPO: 20-VRP-25B	N. SERIE: H6805232
Voltaje nominal	13.8kV
Corriente nominal	600/1200 ^a
Corriente nominal de interrupción	18kA
Tensión de reencendido	0.34kV/μs
Tiempo de cierre	0.1S
Voltaje nominal de funcionamiento	DC 125V
Voltaje de cierre	DC 125V
Voltaje de apertura	DC 125V
Código de fabricación	C0662
Norma	IEC Pub.56
Tensión de impulso	125kV
Frecuencia nominal	50/60Hz
Corriente de corta duración (3seg.)	23kA
Tiempo de interrupción	3~
Tiempo de apertura	0.033s
Ciclo de operación	0-3m.-CO-3m.-CO
Peso total	290kg

6. Interruptor 13.8 3

INTERRUPTOR DE VACÍO (MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION)	
TIPO: 20-VRP-25B	N. SERIE: H6805202
Voltaje nominal	13.8kV
Corriente nominal	600/1200 ^a
Corriente nominal de interrupción	18kA
Tensión de reencendido	0.34kV/μs
Tiempo de cierre	0.1S
Voltaje nominal de funcionamiento	DC 125V
Voltaje de cierre	DC 125V
Voltaje de apertura	DC 125V
Código de fabricación	C0662
Norma	IEC Pub.56

Tensión de impulso	125kV
Frecuencia nominal	50/60Hz
Corriente de corta duración (3seg.)	23kA
Tiempo de interrupción	3~
Tiempo de apertura	0.033s
Ciclo de operación	0-3m.-CO-3m.-CO
Peso total	290kg

7. Transformador 5MVA

TRANSFORMADOR (MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION)	
TIPO: NUCLEO	SERIE NO.: 8771730108
Fecha	1987
Capacidad nominal	5000 kVA
Frecuencia	60 Hz
Voltaje trifásico	A.T. 69000 V
	B.T. 13800 V
Corriente trifásica	A.T. 41.8 A
	B.T. 209 A
Nivel básico de impulso	A.T. 350 kV
	B.T. 110 Kv
Elevación de temperatura	Aceite 60 °C
	Devanado 65 °C
Cantidad de aceite	3200 e
Impedancia	6.92 %
Altitud	3000m sobre el nivel del mar
Modelo	CR
Clase	OA
Peso núcleo y bobinas	5700kg
Peso tanque y accesorios	4400kg
Peso aceite	2900kg
Peso total	13000kg

8. Interruptor 13.8 c2

INTERRUPTOR DE VACÍO (MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION)	
TIPO: 20-VRP-25B	N. SERIE: H6805201
Voltaje nominal	13.8kV

Corriente nominal	600/1200A
Corriente nominal de interrupción	18kA
Tensión de reencendido	0.34kV/ μ s
Tiempo de cierre	0.1S
Voltaje nominal de funcionamiento	DC 125V
Voltaje de cierre	DC 125V
Voltaje de apertura	DC 125V
Código de fabricación	C0662
Norma	IEC Pub.56
Tensión de impulso	125kV
Frecuencia nominal	50/60Hz
Corriente de corta duración (3seg.)	23kA
Tiempo de interrupción	3~
Tiempo de apertura	0.033s
Ciclo de operación	0-3m.-CO-3m.-CO
Peso total	290kg

9. Interruptor GIS a la carolina

TIPO: PASS MOO SBB	N. SERIE: 93596
DATOS TÉCNICOS	
Tensión Nominal	72.5kV
Tensión soportada a impulso	325kV
A distancia de aislamiento	375kV
Tensión sop. a frec. Industrial	140kV
A distancia de aislamiento	160kV
Frecuencia nominal	60Hz
Intensidad nominal	2000A
Intensidad de corta duración 1s	31.5kA
Intensidad de cierre (Cresta)	80kA
SF6 nom. Presión rel. (20°C):	0.60MPa
Presión rel. de alarma (20°C)	0.56MPa
Presión rel. de cierre (20°C)	0.54MPa
Peso de SF6 en tres polos	8kg
Peso total	1150kg
Max/Min Temperatura	40 °C
DATOS DE INTERRUPTOR	
Intensidad de cortocircuito	31.5kA
Factor del primer polo	1.5
Sec. de operación	0-0.3s-C0-1min-C0
Intensidad de oposición de fase	7.87kA

Tensión aux. de bobinas de cierre y apertura	125Vdc
Cap. de corte de corr. Inductivas	10A
Cap. de corte de corr. Capacitivas	125A
Tipo de mecanismo	Muelle
Motor	125Vdc
DATOS SECCIONADOR	
Tipo de mecanismo	BES7
Motor	125Vdc 180W
AISLADORES	
Tensión nominal	100kV
Tensión soportada a impulso	450kV

Anexo 2: simulación de Monte Carlo en Matlab

```
%UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
%FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
%CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO
%ALICA BEATRIZ FARINANGO GRAMAL
%CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN EL CHOTA
clear ; clc
format long
%%
%%%%%%%%%%%%// INGRESO DE DATOS PARA CADA CASO  ////////// %%%%%%%%%%%%%
% 22 elementos en estudio
Fiab_comp1=xlsread('datos_conf_actual');
comp1=22
%27 elementos en estudio
Fiab_comp2=xlsread('datos_conf_casos1');
comp2=27
%28 elementos en estudio
Fiab_comp3=xlsread('datos_conf_casos2');

comp3=28
casos=input('Ingrese el número de casos de estudio: ');

%%%%%%%%%%%%// LECTURA DE LOS ÍNDICES LAMBDA Y MTTR  //////////%%%%%%%%%%%%
lambda1=zeros(comp1,casos);
MTTR1=zeros(comp1,casos);
P1=zeros(comp1,casos);
Q1=zeros(comp1,casos);
%%
for j=1:casos %
    DEFINICIÓN LA DIMENSIÓN DE LASO EN J
        for i=1:comp1

            lambda1(i,j)=Fiab_comp1(i,4)*randn(1,1)+Fiab_comp1(i,3); %
            TOMAR VARIABLES DE LA MATRIZ A MEDIANTE RANDOM
            MTTR1(i,j)=Fiab_comp1(i,6)*randn(1,1)+Fiab_comp1(i,5);
            if (lambda1(i,j)<=0)
                lambda1(i,j)=lambda1(i,j)*(-1) ;
            else
                lambda1(i,j)=lambda1(i,j);
                MTTR1(i,j)=MTTR1(i,j);
            end

            if (MTTR1(i,j)<=0)
                MTTR1(i,j)=MTTR1(i,j)*(-1) ;
            else
                MTTR1(i,j)=MTTR1(i,j);
            end
            P1(i,j)=(8760-(lambda1(i,j)*MTTR1(i,j)))/8760;
            Q1(i,j)=1-P1(i,j);

        end
    end
end
%% subestación el CHOTA
P_sel=zeros(1,casos);
for j= 1:casos
```

```

    % inicio de operación para obtener la confiabilidad del sistema
    p1(1,j)=((P1(1,j))*(P1(2,j))*(P1(3,j))*(P1(4,j)));
%op. en serie de los elementos 1,2,3,4
    p1(2,j)=((P1(5,j))*(P1(6,j)));
%op. en serie de los elementos 5,6
    p1(3,j)=((P1(7,j))*(P1(8,j))*(P1(9,j))*(P1(10,j))*(P1(11,j)));
%op. en serie de los elementos 7-11
    p1(4,j)=((P1(17,j))*(P1(18,j)));
%op. en serie de los elementos 18.21
    p1(5,j)=((P1(19,j))*(P1(20,j)));
%op. en serie de los elementos 17,20
    p1(6,j)=((P1(21,j))*(P1(22,j)));
%op. en serie de los elementos 16,19
    p1(7,1)=(1-((1-(p1(4,j)))*(1-(p1(5,j)))*(1-(p1(6,j)))));
en paralelo de p1(4,j)-p1(6,j)                                     %op

p1(8,j)=((P1(12,j))*(P1(13,j))*(P1(14,j))*(P1(15,j))*(P1(15,j))*p1(7,1));
%op. en serie de la reducción de 12-19
    p1(9,j)=(1-((1-(p1(2,j)))*(1-(p1(3,j)))*(1-(p1(8,j)))));
%op. en paralelo de los elementos 5-19
    % fiabilidad del sistema
    P_sel(1,j)=p1(1,j)*p1(9,j);
end
%%
%%
% MEDIDAS DE DISPERSIÓN Y TENDENCIA CENTRAL
dato1=P_sel(1,:);
% media
medial=mean(dato1);
% moda
modal=mode(dato1);
% desviación estadar
desv_estand1=std2(dato1);
%rango
rang1=range(dato1);
%varianza
varianza1=var(dato1);
%% gráfico
figure(1)
hold on
xlabel('casos'),ylabel('frecuencia'),title('SE EL CHOTA');
plot(dato1);
% histograma
figure(2)
format long
min(dato1);
max(dato1);
dato1=sort(dato1);
histogram(dato1)
xlabel('Confiabilidad'),ylabel('Frecuencia'),title('SE EL CHOTA CASO 1');
%bar(hist(dato));
grid on
grid minor
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%////// CASO 1 //////////
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% 27 elementos en estudio

%%
lambda2=zeros(comp2,casos);

```

```

MTTR2=zeros(comp2,casos);
P2=zeros(comp2,casos);
Q2=zeros(comp2,casos);
%%
for j=1:casos %
DEFINICIÓN LA DIMENSIÓN DE LASO EN J
    for i=1:comp2

        lambda2(i,j)=Fiab_comp2(i,4)*randn(1,1)+Fiab_comp2(i,3); %
TOMAR VARIABLES DE LA MATRIZ A MEDIANTE RANDOM
        MTTR2(i,j)=Fiab_comp2(i,6)*randn(1,1)+Fiab_comp2(i,5);
        if (lambda2(i,j)<=0)
            lambda2(i,j)=lambda2(i,j)*(-1) ;
        else
            lambda2(i,j)=lambda2(i,j);
            MTTR2(i,j)=MTTR2(i,j);
        end

        if (MTTR2(i,j)<=0)
            MTTR2(i,j)=MTTR2(i,j)*(-1) ;
        else
            MTTR2(i,j)=MTTR2(i,j);
        end
        P2(i,j)=(8760-(lambda2(i,j)*MTTR2(i,j)))/8760;
        Q2(i,j)=1-P2(i,j);

    end
end
%% subestación el CHOTA
P_se2=zeros(1,casos);
for j= 1:casos
    p2(1,j)=(P2(1,j))*(P2(2,j))*(P2(3,j))*(P2(4,j)); %op. de elementos
wn serie de 1-7
    p2(2,j)=(P2(5,j))*(P2(6,j))*(P2(7,j))*(P2(8,j));
    p2(3,j)=(P2(10,j))*(P2(11,j)); %op. de elementos en
serie de 8-12
    p2(4,j)=(P2(12,j))*(P2(13,j))*(P2(14,j))*(P2(15,j))*(P2(16,j));
%op. de elementos en serie de 14-18
    p2(5,j)=(P2(17,j))*(P2(18,j))*(P2(19,j))*(P2(20,j))*(P2(21,j));
%op. de elementos en serie de 19-23
    p2(6,j)=(P2(22,j))*(P2(23,j));
    p2(7,j)=(P2(24,j))*(P2(25,j));
    p2(8,j)=(P2(26,j))*(P2(27,j));
    %componentes en paralelo
    p2(9,j)=(1-((1-p2(6,j))*(1-p2(7,j))*(1-p2(8,j))));
%op. en paralelo de los elementos p5,p6, y p7
    % peración en serie
    p2(10,j)=(p2(5,j))*(p2(9,j));
%op. en serie de los elementos 14-28 y p8
    % componente reducido a paralelo
    p2(11,j)=(1-((1-p2(3,j))*(1-p2(4,j))*(1-p2(10,j))));
    p2(12,j)=(1-((1-p2(1,j))*(1-p2(2,j))));
    % reducción de componenttes total
    P_se2(1,j)=(p2(12,j))*(P2(9,j))*(p2(11,j));
end
%%
%%
dato2=P_se2(1,:);

```

```

% media
media2=mean(dato2);
% moda
moda2=mode(dato2);
%desviación media
%des_med=rad(dato);
% desviación estadar
desv_estand2=std2(dato2);
%rango
rang2=range(dato2);
%varianza
varianza2=var(dato2);
%% gráfico
figure(3)
hold on
xlabel('casos'),ylabel('frecuencia'),title('SE EL CHOTA');
plot(dato2);
% histograma
format long
figure(4)
min(dato2);
max(dato2);
dato=sort(dato2);
histogram(dato2)
xlabel('Confiabilidad'),ylabel('Frecuencia'),title('SE EL CHOTA CASO 2');
%bar(hist(dato));
grid on
grid minor
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% 28 elementos en estudio

%%
lambda3=zeros(comp3,casos);
MTTR3=zeros(comp3,casos);
P3=zeros(comp3,casos);
Q3=zeros(comp3,casos);
%%
for j=1:casos
    for i=1:comp3

        lambda3(i,j)=Fiab_comp3(i,4)*randn(1,1)+Fiab_comp3(i,3);
        MTTR3(i,j)=Fiab_comp3(i,6)*randn(1,1)+Fiab_comp3(i,5);
        if (lambda3(i,j)<=0)
            lambda3(i,j)=lambda3(i,j)*(-1) ;
        else
            lambda3(i,j)=lambda3(i,j);
            MTTR3(i,j)=MTTR3(i,j);
        end

        if (MTTR3(i,j)<=0)
            MTTR3(i,j)=MTTR3(i,j)*(-1) ;
        else
            MTTR(i,j)=MTTR3(i,j);
        end
        P3(i,j)=(8760-(lambda3(i,j)*MTTR3(i,j)))/8760;
        Q3(i,j)=1-P3(i,j);
    end
end

```

```

%% subestación el CHOTA
P_se3=zeros(1,casos);
for j= 1:casos
    p3(1,j)=(P3(1,j))*(P3(2,j))*(P3(3,j))*(P3(4,j));
    p3(2,j)=(P3(5,j))*(P3(6,j))*(P3(7,j))*(P3(8,j));
    p3(3,j)=(1-((1-P3(9,j))*(1-P3(10,j))));
    p3(4,j)=(P3(11,j))*(P3(12,j));
    p3(5,j)=(P3(13,j))*(P3(14,j))*(P3(15,j))*(P3(16,j))*(P3(17,j));
    p3(6,j)=(P3(18,j))*(P3(19,j))*(P3(20,j))*(P3(21,j))*(P3(22,j));
    p3(7,j)=(P3(23,j))*(P3(24,j));
    p3(8,j)=(P3(25,j))*(P3(26,j));
    p3(9,j)=(P3(27,j))*(P3(28,j));
    p3(10,j)=(1-((1-p3(7,j))*(1-p3(8,j))*(1-p3(9,j))));
    p3(11,j)=(1-((1-p3(1,j))*(1-p3(2,j))));
    p3(12,j)=(P3(5,j))*(p3(10,j));
    p3(13,j)=(1-((1-p3(4,j))*(1-p3(5,j))*(1-p3(12,j))));
    %% confiabilidad del sistema
    P_se3(1,j)=(p3(11,j))*(p3(3,j))*(p3(13,j));
end
%%
dato3=P_se3(1,:);
% media
media3=mean(dato3);
% moda
moda3=mode(dato3);
%desviación media
%des_med=rad(dato);
% desviación estadar
desv_estand3=std2(dato3);
%rango
rang3=range(dato3);
%varianza
varianza3=var(dato3);
%% gráfico
figure(5)
hold on
xlabel('casos'),ylabel('frecuencia'),title('SE EL CHOTA');
plot(dato3);
% histograma
figure(6)
min(dato3);
max(dato3);
dato3=sort(dato3);
histogram(dato3)
xlabel('Confiabilidad'),ylabel('Frecuencia'),title('SE EL CHOTA CASO 2');
%bar(hist(dato));
grid on
grid minor

```